Interconnexions

Une stratégie énergétique pour demain

85-4066/

Interconnexions

CONSEIL ÉCONOMIQUE DU CANADA

Interconnexions

Une stratégie énergétique pour demain

1985

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste auprès du:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Ottawa, (Canada) K1A 0S9

N° de catalogue EC22-124/1985F au Canada: 9.95 $
ISBN 0-660-91394-1 à l'étranger: 11.95 $

Prix sujet à changement sans préavis

This report is also available in English under the title: *Connections - An Energy Strategy for the Future.*

Table des matières

Membres du Conseil économique du Canada		**vii**
Préface		**ix**
1	**Introduction**	**1**
2	**Le poids de l'histoire**	**3**
	Les hydrocarbures	4
	L'électricité	10
	Conclusions	13
3	**La toile de fond**	**15**
	Le chevauchement des compétences	15
	La diversité des intérêts provinciaux	16
	Les problèmes économiques nationaux	17
	À la recherche de la sécurité énergétique	18
	Exportations et importations	20
	Le marché mondial du pétrole	22
	Le contrôle financier de l'industrie	25
	Les limites des accords actuels	27
	Conclusions	29
4	**L'approvisionnement pétrolier**	**31**
	La situation en 1983	31
	L'évolution de l'approvisionnement en pétrole	33
	Les perspectives d'avenir	38
	Le processus de l'approvisionnement	41
	Les coûts de l'approvisionnement	48
	L'élasticité de l'offre	55
	Évaluation de la politique pétrolière	56
	Conclusions	60
5	**L'approvisionnement en gaz naturel**	**61**
	L'approvisionnement actuel	62
	L'évolution de l'industrie	63
	L'approvisionnement futur	68
	L'incidence des politiques sur l'offre	72
	La politique actuelle	73
	Conclusions	78
6	**L'approvisionnement en électricité**	**81**
	Orientations et contraintes	81
	La structure de l'industrie	82

Historique 89
Le mandat et la réglementation des compagnies d'électricité 91
La tarification de l'électricité et les besoins de recettes 95
Le prix de l'électricité et la structure des tarifs 104
Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis 108
Conclusions 109

7 Demande, conservation et substitution interénergétique 113
L'évolution de la demande 115
L'élasticité de la demande 120
Scénarios de la demande future 122
L'économie d'énergie au Canada 124
Le potentiel de conservation et de substitution interénergétique 126
Conclusions 138

8 Pour une nouvelle stratégie 141
Contexte stratégique 141
Les objectifs d'une stratégie 143
Le secteur du pétrole et du gaz 156
Le secteur de l'électricité 168
Demande, conservation et énergie de remplacement 172
Conclusions 176

Réserves et commentaires 179

Appendices
A Calcul des prix du pétrole et du gaz naturel en 1984 184
B La fiscalité des hydrocarbures au Canada 186
C Calcul de la rentabilité 188
D Les exportations de gaz naturel 189
E Le prix du gaz et le régime fiscal 192
F Les efforts de l'État en vue de développer le marché intérieur du gaz naturel 195
G Incidence des caractéristiques de la demande sur les coûts de production de l'électricité 197
H Le recours aux tarifs d'électricité différenciés selon le moment d'utilisation en Europe et aux États-Unis 200
I Le choix des périodes de tarification 202
J Les problèmes liés à la tarification de l'électricité en fonction du coût marginal 203
K Les avantages et les inconvénients des échanges d'électricité 205
L Simulations de politiques pour le pétrole et le gaz 207
M Simulations de politiques pour l'électricité 216

Notes 219

Liste des tableaux et illustrations 227

Membres de l'équipe 231

Ce document est signé par les membres du Conseil économique du Canada. Madame Bellemare exprime cependant des réserves et comment qu'on trouvera après le chapitre 8.

Membres du Conseil économique du Canada

DAVID W. SLATER, président
PETER M. CORNELL, directeur
PATRICK ROBERT, directeur

PHILIP C. BARTER
Associé
Price Waterhouse and Co.
Vancouver

ROGER O. BEAUCHEMIN
Associé principal
Beauchemin-Beaton-Lapointe
Montréal

DIANE BELLEMARE
Directrice du programme de maîtrise en économique
Université du Québec à Montréal
Montréal

RAYMOND BLAIS
Président
La Confédération des caisses populaires et d'économie Desjardins du Québec
Lévis (Québec)

PIERRE BRIEN
Vice-président
Société immobilière du Canada (Mirabel) ltée
Mirabel (Québec)

MARGARET CORNISH-KEHOE
Directeur
Services bancaires spéciaux internationaux
Banque de Nouvelle-Écosse
Toronto

PAUL-ÉMILIEN DALPÉ
Ancien chef syndical
St-Jérôme (Québec)

T. EARLE HICKEY
Ex-ministre des Finances de l'Île-du-Prince-Édouard
Charlottetown

GORDON HILL
Agriculteur
Varna (Ontario)

JAMES F. KAY
Président
Dylex Limited
Toronto

PETER PODOVINIKOFF
Président
P.M.P. Holdings Limited
Richmond (C.-B.)

ALASTAIR H. ROSS
Président
Allaro Resources Ltd.
Calgary

GERALD V. SCHULER
Administrateur en chef
Co-operative College of Canada
Saskatoon

PATRICK SHIMBASHI
Agriculteur
Taber (Alberta)

DOUGLAS P. THOMAS
Vice-président
Toronto Investment Management Inc.
Toronto

J. IRVING ZUCKER
Président
Re-Vest Holdings Limited
Hamilton

Avis au lecteur

Signalons que nous avons utilisé dans les tableaux les symboles suivants, employés par Statistique Canada:

.. Chiffre non disponible
... n'ayant pas lieu de figurer
-- infime
- néant ou zéro
x données confidentielles en vertu des dispositions de la Loi sur la statistique relatives au secret.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total.
Dans les graphiques 6-2 et 6-3, les pourcentages inférieurs à 0,5 ont été omis.

Symboles et facteurs de conversion

Symboles:

m^3 = mètre cube
J = joule
BTU = « British thermal unit »
Wh = Watt-heure
mpc = mille pieds cubes

Préfixes:

kilo	(k)	$= 10^3$
méga	(m)	$= 10^6$
giga	(G)	$= 10^9$
téra	(T)	$= 10^{12}$
péta	(P)	$= 10^{15}$
exa	(E)	$= 10^{18}$

Facteurs de conversion:

1 m^3 de pétrole	= 6,29287 barils
1 m^3 de gaz naturel	= 37,3147 pieds cubes
1 m^3 de pétrole	= 38,49 GJ
1 m^3 de gaz naturel	= 37,24 MJ
1 kWh d'électricité	= 10,5 MJ (énergie primaire)
	= 3,6 MJ (énergie secondaire)
1 Wh	= 3 600 J
1 kJ	= 0,94821 BTU
1 mill	= 0,001 $

Acronymes

AIE	Agence internationale de l'énergie (organisme de l'OCDE)
APGTC	Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada
CANDU	Système de réacteurs « CANada Deuterium Uranium »
CGC	Commission géologique du Canada (rattachée à EMR)
EMR	Ministère de l'Énergie, des mines et des ressources
GNC	Gaz naturel comprimé
GPL	Gaz du pétrole liquéfiés
IIC	Intérêt sur les immobilisations en cours
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONE	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PEN	Programme énergétique national
PEP	Programme d'encouragements pétroliers
PIEM	Paiements d'incitation à l'expansion des marchés
PIP	Prélèvement d'indemnisation pétrolière
PNP	Politique nationale du pétrole (du gouvernement Diefenbaker)
PRNP	Prix de référence du nouveau pétrole
PSC	Prélèvement spécial de canadianisation
RAP	Redevance additionnelle progressive
SOQUIP	Société québécoise d'initiatives pétrolières
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TGNLGN	Taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz naturel
TRPG	Taxe sur les recettes pétrolières et gazières
TRPS	Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires

Préface

Au nombre des fonctions précisées dans son mandat, le Conseil économique du Canada doit analyser des questions économiques d'intérêt régional ou national, pour émettre ensuite les avis et les recommandations qui lui paraissent pertinents. Le Conseil a abordé le thème de l'énergie dans ses Exposés annuels et dans les autres rapports qu'il a publiés depuis une dizaine d'années, car cette question occupait une place croissante dans les affaires du pays. Aujourd'hui, au terme d'une décennie de prix énergétiques élevés et à la veille d'une nouvelle ronde de consultations fédérales-provinciales sur les prix et la fiscalité du pétrole et du gaz naturel, nous croyons qu'il est opportun d'examiner de plus près les dimensions économiques, politiques et stratégiques de la problématique énergétique.

L'évolution du secteur énergétique depuis un certain nombre d'années a été ponctuée de nombreux débats de toutes sortes. Ce qu'ont révélé ces interventions, c'est qu'il existe au Canada une grande variété d'objectifs et d'intérêts en matière énergétique, et qu'elle correspond à la diversité régionale et démographique du pays. Aussi est-ce parce que nous sommes convaincus de la nécessité de concilier les points de vue différents et d'en arriver à un consensus que nous avons été amenés à entreprendre l'étude dont ce rapport renferme les conclusions. Car nous croyons en effet que les Canadiens doivent tirer le plus d'avantages possibles de leurs ressources énergétiques et en partager ensuite les bénéfices de manière équitable. C'est pourquoi nous avons cherché à formuler les principes fondamentaux (mais non pas les règles ni les formules précises) qui devraient guider les responsables de la gestion des ressources énergétiques, en tenant compte à la fois des réalités politiques et économiques du Canada et de ses relations avec l'étranger à l'échelle continentale et internationale.

Une évidence qui s'est imposée à nous tout au long de nos travaux, c'est que l'intégration est une caractéristique fondamentale de l'approvisionnement énergétique. Les réseaux d'oléoducs, de gazoducs et de lignes de transmission d'électricité illustrent bien cette réalité au plan strictement matériel, mais il y a plus. Pour obtenir de l'énergie, il faut employer de l'énergie : de nombreuses centrales électriques sont alimentées au pétrole et, bien sûr, les installations d'extraction du pétrole et du gaz naturel et les raffineries fonctionnent à l'électricité. Les expressions « aval » et « amont », souvent utilisées dans le secteur des hydrocarbures, sont une manifestation du caractère de continuité des opérations au sein de ce secteur. Autre signe d'interdépendance dans le domaine de l'énergie, le cours mondial du pétrole exerce une influence déterminante sur les prix des autres ressources et produits énergétiques. Au Canada, les politiques publiques – fiscales, notamment – ont un effet tout aussi marqué sur l'offre et la demande d'énergie. Enfin, les priorités de la politique énergétique doivent former un ensemble cohérent recouvrant diverses préoccupations, depuis le désir de garantir la sécurité des approvisionnements jusqu'au respect du principe de l'efficacité économique, en passant par des objectifs tels que la croissance soutenue de l'économie et l'accroissement de la participation canadienne dans l'industrie énergétique. C'est pour refléter toutes ces interrelations que notre rapport s'intitule *Interconnexions*, expression d'ailleurs empruntée au domaine de l'électricité.

Notre étude a une portée nationale et elle touche à diverses formes d'énergie, notamment l'électricité et les énergies de remplacement, en plus du pétrole et du gaz naturel, qui ont davantage attiré l'attention du public depuis le choc pétrolier de 1973 et surtout à la suite des controverses suscitées par l'adoption du Programme énergétique national en 1980. Les problèmes énergétiques sont nombreux, souvent complexes et étroitement liés à d'autres aspects de la politique économique et sociale. Dans les pages qui suivent, cependant, nous nous limitons aux aspects de la question énergétique qui, à notre avis, auront une importance fondamentale au cours des 10 ou 15 prochaines années.

Nous avons délibérément exclu certains domaines de notre champ d'analyse. Ainsi, nous n'avons pas traité des activités en aval, telles que le raffinage du pétrole, les industries pétrochimiques et la distribution du gaz naturel, non plus que de l'industrie nucléaire, la protection de l'environnement et la question des revendications territoriales des autochtones. Il est par ailleurs d'autres sujets qui ont été abordés récemment, ou qui le seront bientôt, dans d'autres rapports du Conseil. Ainsi, dans *L'Ouest en transition*, publié il y a peu, nous avons examiné les secteurs du charbon et de l'uranium. D'autre part, le rôle des sociétés publiques dans le secteur énergétique, telles que Petro-Canada et les services provinciaux d'électricité, est au nombre des thèmes analysés dans le cadre d'une vaste étude des entreprises gouvernementales, présentement en cours. Enfin, nous poursuivons également des recherches sur l'imposition du capital, une question qui, à plusieurs égards, revêt également une grande importance pour le secteur énergétique.

Durant la préparation de ce rapport sur l'énergie, le Conseil et son personnel ont consulté de nombreux experts et spécialistes du gouvernement fédéral, des gouvernements provinciaux, de l'industrie du pétrole et du gaz, des compagnies d'électricité publiques et privées, ainsi que d'autres groupes. La liste des organismes et personnes en cause est annexée au rapport. Nous tenons à les remercier pour leur généreuse collaboration, mais nous assumons naturellement l'entière responsabilité de l'orientation, des analyses, des conclusions et des recommandations que renferme notre rapport.

Interconnexions

1 Introduction

Les pays pauvres en ressources énergétiques seraient sans doute heureux d'échanger leurs problèmes contre les nôtres. Le Canada possède, en effet, un patrimoine considérable de ce côté et si, dans certains cas, nous avons exploité nos richesses énergétiques de façon très intensive – peut-être même sans discernement, aux yeux de ceux qui sont moins bien nantis –, nous disposons, pour le moment, d'un excédent global au chapitre de l'énergie. Nous pouvons donc nous payer le luxe, dans la gestion de ces ressources, de nous intéresser moins aux difficultés actuelles qu'aux promesses de l'avenir proche et lointain.

Envisagés dans cette perspective, nos problèmes énergétiques reflètent bien les particularismes du Canada, et notamment le partage des compétences sur des ressources réparties de façon inégale d'une région à l'autre. Ils traduisent aussi le caractère essentiellement politique des préoccupations relatives à la mise en valeur de ce patrimoine pour protéger ce que nous appelons « l'intérêt public », expression qui, dans le contexte du présent rapport, recouvre la gestion efficace des ressources, le développement économique, la réalisation du plus grand nombre possible d'avantages pour la société et, enfin, la sécurité nationale.

Nous, les membres du Conseil économique du Canada, estimons que l'orientation actuelle de la politique énergétique, tant au palier fédéral que dans les provinces, ne favorise pas particulièrement l'intérêt public au pays. On a donné à ces politiques une gamme très large d'objectifs, dont la mise en valeur et l'utilisation des ressources, la redistribution des revenus, la « canadianisation » de l'industrie énergétique, l'équilibre des finances publiques, la création d'emplois, le développement régional et la lutte contre l'inflation. Si importants que soient ces objectifs dans le contexte plus général de la politique économique et sociale, nous croyons que le temps est venu d'axer la politique énergétique proprement dite davantage sur la réalisation d'objectifs de croissance et de développement économiques. En modifiant ainsi les priorités de la politique énergétique, on l'orienterait de façon plus sûre vers un régime fondé sur l'efficience de la gestion, de la mise en valeur et de l'utilisation des ressources énergétiques du Canada (y compris le recours aux énergies de remplacement et aux mesures de conservation de l'énergie), tout en tenant compte des autres exigences de la politique intérieure et de la place du Canada dans une économie mondiale en mouvement.

La conception d'une telle stratégie doit partir d'un examen de l'évolution du développement socioéconomique et de politique énergétique. Cet examen du passé montre bien la nécessité de reconnaître trois réalités économiques :

- La politique de prix pratiquée à l'égard du pétrole au Canada se répercute sur toutes les activités industrielles et influe sur le déploiement de la main-d'œuvre et du capital, ainsi que sur le commerce et les transactions financières avec l'étranger. En fait, ses effets s'étendent à toute l'économie.
- Les marchés énergétiques sont très sensibles à certains facteurs économiques, tels les prix; ils y réagissent lentement, mais sûrement. La demande d'énergie baisse lorsque les prix à la consommation augmentent et l'offre s'accroît lorsque les producteurs obtiennent des prix plus élevés.
- La gestion des ressources est un processus complexe, depuis la planification et l'étalement des étapes du développement, jusqu'au calcul des recettes tirées des ressources, et au partage de ces recettes.

L'expérience indique que les politiques actuelles ne tiennent pas suffisamment compte de ces réalités. Aux termes de l'approche que le Conseil propose d'adopter pour les 10 ou 15 prochaines années, la pierre angulaire de la politique énergétique consisterait à permettre aux prix intérieurs de refléter bien davantage les valeurs économiques véritables des ressources. Cela signifie que les prix canadiens du pétrole brut, du gaz naturel, du charbon et même de l'électricité, devraient s'aligner de plus près sur le cours mondial du pétrole brut, moyennant certains ajustements pour tenir compte de l'offre et de la demande de chacun de ces produits. La déréglementation des prix du pétrole et du gaz, ainsi qu'une réglementation plus efficace des prix de l'électricité stimuleront la production énergétique tout en favorisant la conservation de l'énergie et le choix des combustibles les moins coûteux par les consommateurs. C'est donc dire que le besoin de programmes coûteux de subventions sera moindre. Il importe aussi que, renforcée par des consultations et des accords-cadre entre gouvernements, la politique énergétique soit assez solide pour résister à d'éventuels chocs pétroliers et pour permettre de mieux partager les coûts et les avantages entre producteurs et consommateurs au Canada.

Dans ce contexte, la politique énergétique poursuit le même but que toute mesure visant à promouvoir la

croissance et le développement économiques; en l'occurrence, il s'agit d'amener le patrimoine énergétique du Canada à contribuer le plus possible à relever le revenu par habitant au pays. La gestion plus efficiente des ressources permettrait d'y arriver, car elle encouragerait l'investissement, stimulerait l'offre d'énergie, freinerait la consommation et favoriserait le développement des énergies de remplacement. Conjuguée à une croissance économique plus intense, elle faciliterait la solution des problèmes sociaux et politiques du Canada et la rendrait moins coûteuse.

Bien entendu, la mise au point d'une telle stratégie ne sera pas chose facile. Il faudra tenir compte d'importantes considérations politiques, régionales et institutionnelles, au premier plan desquelles figure l'impatience du public devant la politisation excessive des questions énergétiques au Canada depuis plusieurs années. Le Programme énergétique national de 1980 et les révisions qui l'ont suivi ont soulevé l'une des controverses politiques les plus vives qu'ait jamais connues le Canada. Par ailleurs, le PEN se caractérise par des engagements d'une portée assez longue : accords fédéraux-provinciaux s'étendant jusqu'à 1986, ententes sur l'exploration dans les régions éloignées, qui ne prendront fin qu'en 1988 ou même au-delà, et diverses initiatives portant sur la conservation d'énergie et d'autres mesures, dont l'horizon temporel se situe à la fin de la décennie.

Néanmoins, le Conseil croit qu'une nouvelle stratégie englobant le pétrole, le gaz naturel et l'électricité permettra de concilier les objectifs économiques de la politique énergétique aux facteurs institutionnels et politiques, à condition de rétablir le consensus, de ranimer l'esprit de coopération nationale et de susciter la détermination voulue. Ce qui compte avant tout, c'est que tous les intervenants – gouvernements, producteurs, distributeurs et consommateurs – attachent plus d'importance aux objectifs à long terme dans l'élaboration d'une nouvelle politique énergétique pour la prochaine décennie.

Il importe de souligner ici que nous ne préconisons pas une stratégie qui serait fondée uniquement sur le jeu des forces du marché énergétique au Canada et à l'étranger. Certes, nous croyons qu'on devra permettre à ces forces d'agir de manière beaucoup plus efficace qu'à l'heure actuelle, mais l'intervention de l'État restera nécessaire dans un certain nombre de domaines. Par exemple, il faudra, pour protéger les consommateurs, que les services d'électricité et les pipelines restent assujettis à la réglementation publique et qu'on applique des politiques visant à assurer la concurrence et la stabilité dans la mise en marché des divers produits et services énergétiques. Puisque c'est l'État qui doit, en dernière analyse, assurer la sécurité des approvisionnements, il devra aussi maintenir un certain contrôle sur les exportations pour sauvegarder l'intérêt national; appliquer, dans certains marchés, des mesures permettant d'orienter la demande d'une forme d'énergie à une autre; inciter à la conservation; promouvoir la recherche appliquée menant à de nouvelles technologies énergétiques, et ainsi de suite. Nous estimons qu'une telle forme d'intervention cadre bien avec une politique de gestion efficiente des ressources et, de ce fait, avec son principal objectif, la maximisation de la croissance et du développement économiques.

Le présent rapport a pour objet d'explorer cette approche et de présenter des recommandations précises pour une nouvelle formulation de la stratégie énergétique du Canada. Le rapport passe d'abord en revue, dans le chapitre 2, l'orientation des politiques adoptées dans le passé, puis, dans le chapitre 3, commente les réalités politiques et régionales qui ont mené aux politiques actuelles. Les chapitres 4 à 7 analysent l'incidence de ces éléments et de notre approche sur l'approvisionnement en pétrole, en gaz naturel et en électricité, ainsi que sur la demande, la conservation et les diverses énergies de remplacement. Dans le chapitre final, le Conseil présente la stratégie dont il recommande l'adoption, en esquisse les répercussions économiques éventuelles et montre comment on peut la concilier avec les considérations d'ordre constitutionnel, politique, régional et international.

2 Le poids de l'histoire

Même dans les circonstances les plus favorables, l'élaboration de la politique énergétique au Canada constitue une démarche ardue, où il faut composer avec des éléments aussi divers que les grands objectifs socioéconomiques – stabilité, sécurité et équité, notamment – ainsi que les forces régionalistes, nationalistes et continentalistes.

L'enjeu est de taille. Les industries énergétiques – surtout celles du pétrole et du gaz naturel, de l'hydroélectricité, de la houille et de l'uranium – occupent une place très importante dans l'économie canadienne. En 1982, l'énergie qu'elles ont fournie aux Canadiens valait quelque 43,2 milliards de dollars, tandis que leurs exportations se chiffraient à quelque 12,8 milliards et leurs investissements au pays à environ 20 milliards.

Outre son rôle économique, l'énergie a une importance sociale – une valeur stratégique, notamment pour ce qui est de « l'or noir » – qui a amené les pouvoirs publics à essayer d'en contrôler, tout au moins en partie, l'offre et la distribution au moyen de règlements ou par la main-mise directe de l'État. De par la place qu'il occupe dans le seul domaine des transports, le pétrole assure le fonctionnement quotidien des sociétés modernes en temps de paix; à des époques plus belliqueuses, on a même dit qu'il est « aussi nécessaire que le sang ». L'évolution de la politique énergétique au Canada se présente donc comme une tentative de réaliser l'équilibre entre, d'une part, l'efficience et le développement économiques et, d'autre part, la question du contrôle des ressources et bien d'autres préoccupations, y compris le problème des disparités financières entre les régions.

Quoi qu'on puisse dire des politiques actuelles en matière d'énergie, y compris le Programme énergétique national (PEN), elles n'ont pas accordé assez d'importance aux considérations économiques. Sans doute certains objectifs, comme la participation accrue du capital canadien à l'industrie des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), ont-ils été assez bien servis. Cependant, le désir d'assurer la croissance économique à long terme, qui avait, implicitement ou explicitement, si longtemps servi de fer de lance à la mise en valeur des ressources du Canada, n'a pas pu, dans le cas des combustibles fossiles, résister aux exigences plus immédiates des compromis politiques et budgétaires.

Aussi nécessaires qu'aient pu paraître ces accommodements à l'époque en raison des problèmes de l'industrie pétrolière et gazière, ils ont mené à des résultats navrants. Les mesures qui devaient engendrer un consensus ont débouché sur la dissension. Au lieu de simplifier la situation, elles l'ont compliquée et envenimée. Le jeu des forces du marché, dont on pouvait espérer qu'il allait stimuler l'offre et comprimer la demande à la fois, a cédé la place à un vaste assortiment de subventions coûteuses, de prix réglementés et de taxes. Alors que les règlements auxquels était assujettie l'industrie des hydrocarbures se limitaient auparavant à la conservation des ressources, à la protection de l'environnement et à la sécurité des approvisionnements, il existe maintenant toute une panoplie de mécanismes et d'organismes de réglementation.

Pour ce qui est de la participation directe de l'État à la détermination des prix, à la canadianisation de l'industrie et à la propriété publique en général, le secteur de l'électricité n'a aucune leçon à tirer des initiatives récentes prises dans celui des hydrocarbures. Au contraire de ce dernier, il se caractérise par d'importantes économies d'échelle et des éléments monopolistiques naturels, qui ont suscité l'intervention des gouvernements depuis les débuts. Ce n'est qu'en 1955 que l'importance de l'État comme propriétaire des installations de production et de distribution d'électricité au Canada a dépassé celle du secteur privé, mais le mouvement était amorcé depuis longtemps. On en trouve l'origine dans diverses interventions des gouvernements provinciaux, à commencer par celui de l'Ontario au début du siècle.

L'évolution du secteur de l'électricité a été marquée par la canadianisation et la nationalisation des entreprises dans la plupart des provinces et par l'intégration progressive à l'échelle provinciale ou régionale. On a aussi cherché à assurer l'autonomie et la sécurité des approvisionnements dans les provinces et on a fait appel à l'électricité pour stimuler le développement économique régional – au moyen, par exemple, de politiques de prix privilégiant les clients industriels. L'accès peu coûteux aux emplacements hydrauliques pour les grands utilisateurs et la mobilisation des ressources provinciales pour l'approvisionnement en électricité ont également été au nombre des préoccupations de la politique électrique.

En 1963, le gouvernement fédéral élaborait une politique d'encouragement aux exportations et aux échanges interprovinciaux dans le domaine de l'électricité. Cette stratégie a été réitérée dans la mise à jour du PEN en 1982, mais la politique de l'électricité demeure, dans une grande mesure, du ressort des provinces.

Aujourd'hui, le secteur de l'électricité a atteint la maturité structurelle dans toutes les provinces. Compte tenu de la hausse récente de ses exportations (dont la valeur dépasse maintenant le milliard de dollars), les gouvernements provinciaux ont été amenés à s'intéresser de plus en plus – mais un peu tard peut-être – à la réglementation efficace de leurs entreprises de production et de distribution. Tous participent désormais à la détermination des prix de l'électricité, mais il arrive que ces derniers ne soient pas réglementés de façon systématique.

Il n'est pas inutile de faire un bref retour en arrière pour tracer l'historique des politiques relatives aux hydrocarbures et à l'électricité, afin d'esquisser la toile de fond permettant de mieux comprendre ces questions fondamentales. L'histoire nous apprend que les objectifs économiques à long terme de la politique des hydrocarbures – en ce qui concerne le pétrole, notamment – ont récemment été éclipsés par d'autres questions. Par contre, la politique de l'électricité sort de l'adolescence et arrive à maturité. Les objectifs des provinces en matière de développement économique conservent toute leur importance, tant au pays même que dans le contexte des marchés extérieurs, mais on est maintenant en droit de se demander si la politique appliquée à l'égard des prix de l'électricité au Canada répond au critère de l'efficience économique.

Les hydrocarbures[1]

Durant plusieurs décennies, la notion de croissance économique avait sa place dans la formulation de la politique canadienne relative aux hydrocarbures. Cette relation n'était pas toujours exprimée clairement; il était même plutôt rare qu'elle soit la seule priorité, mais elle restait néanmoins assez évidente. Bon nombre d'autres objectifs sociaux et politiques s'entremêlaient à celui de la croissance, car on visait d'abord à développer l'infrastructure du pays. Cette conception remontait à la Politique nationale de Sir John A. Macdonald, laquelle accordait un rôle actif à l'État dans la vie économique, alliant les mesures relatives aux tarifs douaniers, à l'immigration et aux transports dans le but d'établir des liens commerciaux entre l'est, le centre et l'ouest du Canada. Défi politique à l'axe économique nord-sud, la Politique nationale contribua au développement du Canada *a mari usque ad mare*.

Quelque opinion qu'on ait de l'efficacité qu'a pu avoir la Politique nationale, il est certain que des courants régionalistes très forts se manifestaient au Canada, en même temps que s'exerçaient des pressions continentalistes sur son commerce et son économie. Ce sont finalement les forces régionalistes qui l'ont emporté, les provinces de l'Ouest étant parvenues en 1930 à acquérir le contrôle de leurs richesses naturelles. En même temps, la réalité nord-américaine commençait à se concrétiser. C'est ainsi que l'Ontario importe maintenant de la houille, tandis que le Canada exporte de l'électricité vers le nord des États-Unis et, au début de la période d'exploitation du pétrole, importait de grandes quantités de brut des États-Unis. L'ouest et le centre-ouest des États-Unis étaient, à cette époque-là, le principal marché d'exportation du pétrole canadien et, plus tard, celui du gaz naturel également.

Malgré ces évolutions, la Politique nationale continua d'exercer une plus grande influence sur l'orientation des débats politiques touchant la mise en valeur des ressources. Ce caractère d'actualité se manifeste encore beaucoup plus tard, au cours des années 50, lorsque C. D. Howe, ministre du Commerce dans le gouvernement St-Laurent, comparait le gazoduc TransCanada à la pièce maîtresse de la politique de Macdonald, le chemin de fer du Canadien Pacifique. Selon Howe, le gazoduc était aussi essentiel que le chemin de fer au développement d'une économie axée sur les rapports est-ouest; il allait servir à acheminer une ressource canadienne sur le territoire canadien jusqu'aux consommateurs canadiens. Cet appel à la logique et au sentiment à la fois impressionna tellement la Chambre des communes que la première version du projet de loi destiné à créer une société d'exploitation du gazoduc, qui ne faisait aucune allusion aux exportations, ne fit l'objet d'à peu près aucune opposition. Le débat politique ne s'est intensifié qu'une fois le projet remanié et refinancé suivant des modalités qui intégraient davantage le Canada au marché énergétique continental.

L'après-guerre

Lorsqu'on prit conscience, vers la fin des années 40, de l'étendue des champs pétrolifères de l'Alberta, un débat constitutionnel s'engagea pour déterminer à qui seraient confiés le contrôle et la gestion des richesses naturelles. Le gouvernement provincial, désireux d'assurer l'administration efficace des ressources pétrolières et gazières tout en garantissant aux Albertains la priorité de l'accès aux réserves de gaz naturel, adopta en 1949 une loi (Gas Resources Preservation Act) à cette fin. La même année, il prit des mesures pour consolider sa compétence constitutionnelle en matière de réglementation des ventes de gaz à l'extérieur de la province, en créant une commission de conservation du pétrole et du gaz naturel (le Petroleum

and Natural Gas Conservation Board, qui devint plus tard le Energy Resources Conservation Board).

Également en 1949, le gouvernement fédéral, faisant valoir sa compétence en matière de commerce interprovincial et international, adopta une loi obligeant les compagnies désireuses d'exporter leur pétrole et leur gaz naturel vers des marchés autres que celui de la province productrice à obtenir une charte fédérale. Cette loi exigeait de plus que les compagnies fassent approuver par la Commission des transports du Canada les modalités de chaque projet, y compris le tracé des pipelines.

Les responsables albertains estimaient que, si les lignes de collecte des compagnies de pipelines dotées d'une charte fédérale pouvaient franchir les frontières de la province et rejoindre ses principaux gisements gazifères, Ottawa serait en mesure d'étendre sa compétence jusqu'en Alberta et de déterminer le niveau et le prix de l'offre de gaz naturel au point d'extraction. Le gouvernement fédéral aurait alors les moyens, croyait-on à Edmonton, de saper les priorités de l'Alberta dans ce domaine et d'offrir du gaz naturel peu coûteux aux consommateurs de l'est du Canada ou des États-Unis. En 1954 fut créée la société Alberta Gas Trunk Line (aujourd'hui appelée NOVA), qui regroupait toutes les lignes de collecte en un seul système, un transporteur commun à l'intérieur de la province, pour acheminer le gaz jusqu'aux frontières, vers les entreprises exportatrices.

C'est sur cette toile de fond que débuta le grand débat national sur le pipeline TransCanada. Au début, les échanges portèrent sur la gestion des ressources et sur les questions d'efficience économique, dans le contexte, notamment, des tracés des pipelines, du volume et du prix des exportations, ainsi que du coût du transport des combustibles canadiens. Le débat devait cependant s'élargir pour englober des questions politiques et sociales plus générales, comme la participation financière étrangère, les relations canado-américaines, les pressions continentalistes (nord-sud) et nationalistes (est-ouest), la sécurité des approvisionnements, le choix entre la nationalisation et la privatisation des ressources, de même que le partage des compétences et des recettes entre le gouvernement fédéral et les provinces – sans doute l'un des problèmes les plus coriaces de la vie politique canadienne.

Par exemple, les préoccupations relatives à l'intégration nationale et à l'autonomie énergétique se reflétaient dans l'objectif de la protection de la compétence exclusive du Canada à l'égard des réseaux de transmission et dans la décision de les construire entièrement à l'intérieur des frontières nationales. De tels réseaux présentaient l'avantage d'écarter la possibilité d'une ingérence des États-Unis, qui aurait pu surgir si le pétrole et le gaz naturel canadiens avaient été acheminés vers les marchés canadiens en passant par le territoire américain. En outre, ces trajets permettaient au Canada d'échapper aux pressions en faveur d'un accroissement massif des exportations vers les États-Unis. Toutefois, cette préoccupation pour le contrôle canadien exclusif des tracés entrait souvent en conflit avec la notion tout aussi importante de l'efficience économique. Celle-ci, en l'occurrence, se reflétait dans l'objectif de la réduction du coût de l'acheminement des combustibles canadiens vers leurs marchés – en passant par le territoire américain, au besoin –, ce qui ne pouvait qu'améliorer leur position concurrentielle. Beaucoup plus tard, la question connexe du contrôle financier des sociétés pétrolières et gazières acquit, elle aussi, une grande importance.

La position adoptée par Howe en 1953 avait ceci d'intéressant qu'elle traduisait une nette divergence d'attitudes à l'égard des oléoducs et des gazoducs. Dans le cas du pétrole, l'important consistait à le transporter, de la façon la moins coûteuse possible, du lieu d'extraction vers les raffineries les moins éloignées et à trouver, pour la partie de la production canadienne que les raffineries canadiennes ne pouvaient utiliser rentablement, un marché offrant le meilleur rendement possible au producteur[2]. La logique de cette attitude se manifesta dans la construction des pipelines Interprovincial et Trans Mountain, le premier ayant été construit au sud des Grands Lacs, sur le territoire américain, pour desservir aussi bien le centre-ouest des États-Unis que les provinces centrales du Canada.

Pour ce qui est du gaz naturel, Howe appliquait le raisonnement qui présidait à l'élaboration de la politique relative à l'autre source majeure d'énergie, l'électricité. Selon Howe, le gouvernement refuserait d'autoriser l'acheminement du gaz naturel au-delà de la frontière à moins qu'il ne fût certain que ce gaz ne puisse être utilisé à profit au Canada[3]. Les seules exceptions seraient les gazoducs Westcoast et Canadian-Montana. Le gazoduc TransCanada était ainsi perçu comme l'exemple classique d'une mesure visant à cimenter le pays.

Ces conceptions différentes de la politique gazière et pétrolière existent encore aujourd'hui. Elles ont marqué l'évolution des contrats d'extraction du gaz naturel et du financement de l'infrastructure des gazoducs, et contribué au manque relatif de souplesse dans ce secteur.

La « politique nationale du pétrole »

L'incidence des investissements directs étrangers sur la croissance économique du Canada est l'une des grandes questions qu'abordait dans son rapport, publié en 1957, la Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada (la commission

Gordon). La commission se disait optimiste quant aux perspectives de croissance de l'industrie du pétrole et du gaz naturel, mais elle l'était beaucoup moins quant aux possibilités de réduire l'incidence de la participation financière étrangère, qui atteignait environ 80 %. La commission était d'avis que les filiales canadiennes de firmes étrangères, grâce surtout à leur accès aux ressources des sociétés mères, étaient assez importantes pour financer elles-mêmes de grands projets d'immobilisations, concurrencer d'autres acheteurs éventuels pour l'acquisition de sites de prospection et d'exploitation, et produire des revenus à plusieurs, sinon la plupart, des stades de l'industrie intégrée. Point peut-être le plus important, elles étaient en mesure de tirer de leurs bénéfices cumulés la plupart des capitaux d'expansion dont elles avaient besoin, de sorte qu'il ne leur était pas nécessaire de faire appel à des actionnaires canadiens. La commission Gordon proposa notamment de recourir davantage aux capitaux obligataires ou hypothécaires étrangers, d'établir à 20 ou 25 % la participation minimale d'intérêts canadiens aux sociétés étrangères implantées au Canada, d'encourager leurs filiales canadiennes à employer davantage les services d'ingénieurs, cadres et techniciens canadiens et à s'approvisionner davantage en fournitures, matériaux et équipements fabriqués au Canada et, enfin, d'établir une participation canadienne obligatoire aux permis et baux qui seraient accordés à l'avenir pour l'extraction du pétrole et du gaz naturel. Ces recommandations demeurèrent cependant sans effet sur les politiciens et fonctionnaires du gouvernement fédéral et des provinces productrices. Il devait s'écouler 23 ans avant que ces questions soient abordées plus directement dans le Programme énergétique national.

Entre temps, le gouvernement Diefenbaker, en lançant la « politique nationale du pétrole » (PNP) en 1961, reconnaissait lui aussi de manière explicite la dimension continentale de la problématique énergétique. Avant que soit adoptée la PNP, on avait étudié la possibilité de prolonger l'oléoduc Interprovincial jusqu'au Québec, de façon à remplacer le pétrole importé du Vénézuela (qui était moins coûteux) par le brut de l'Alberta dans les raffineries des multinationales à Montréal. Conformément aux recommandations faites l'année précédente par la Commission royale d'enquête sur l'énergie (la commission Borden), le gouvernement refusa cependant d'endosser un tel projet. La PNP traçait une ligne de démarcation le long de la vallée de l'Outaouais, à l'est de laquelle les importations satisferaient aux besoins en pétrole, tandis que le brut canadien serait utilisé à l'ouest. Ce compromis s'inscrivait parfaitement dans la tradition canadienne. Le pétrole de l'ouest canadien voyait consacré son marché « naturel » d'expansion (le centre-ouest des États-Unis), tout en étant à l'abri de la concurrence des importations moins coûteuses sur le marché de l'Ontario. Le Québec et les provinces atlantiques bénéficiaient d'un pétrole un peu moins coûteux que celui de l'Alberta. Le Canada exportait du pétrole « coûteux » à l'ouest de la vallée de l'Outaouais et importait du pétrole « bon marché » à l'est. L'Ontario devait peut-être payer un peu plus cher le pétrole qu'il consommait, mais cet échange allait lui permettre de développer une importante industrie de raffinage et de production pétrochimique.

Ayant reçu l'appui de l'opposition libérale, la PNP ne suscita guère de controverse, ce qui tenait en partie au fait qu'elle satisfaisait aux attentes de divers groupes. De plus, il ne s'agissait pas d'une politique législative, puisqu'elle avait vu le jour par suite d'un accord presque entièrement volontaire. On réglementait les marchés, mais presque sans règlements. La PNP avait incontestablement de quoi plaire aux multinationales et au gouvernement américain, et il est certain qu'elle a contribué à l'intégration des marchés pétroliers canadien et américain. Il faut aussi signaler que cette décision du gouvernement fédéral avait reçu l'appui des provinces concernées, de sorte qu'elle reflétait un fort degré de consensus.

Cette quasi-unanimité fut sans doute facilitée par la croissance économique relativement rapide qui marquait cette époque. Du reste, malgré le compromis politique qui caractérisait la politique énergétique, son objectif principal conservait un élément important d'efficacité économique tout en continuant d'accroître la production pétrolière et gazière, de même que les exportations vers les États-Unis.

Environ 10 années de production et d'expansion rapides, accompagnées d'une consolidation discrète de la réglementation, suivirent l'adoption de la PNP, qui contribuait à protéger l'industrie pétrolière canadienne. En 1959 fut créé l'Office national de l'énergie (ONE), ce qui permettait de dépolitiser les questions énergétiques en retirant au Parlement, pour les confier à un organisme de réglementation spécialisé et quasi indépendant, toutes les décisions relatives aux pipelines, ainsi qu'aux volumes et aux prix des exportations.

Le système n'était pas sans failles, mais on ne les découvrit que plus tard. Les prévisions des stocks futurs de pétrole et de gaz naturel, pour lesquelles l'ONE se fiait presque entièrement aux sociétés pétrolières, étaient si optimistes qu'en 1969, le ministre fédéral de l'Énergie (J. J. Greene) envisageait la possibilité d'un marché continental canado-américain. Cependant, moins de trois ans plus tard, les porte-parole de l'industrie énergétique annonçaient que le Canada manquerait bientôt de gaz naturel et de pétrole. Regrettant d'avoir fait confiance à l'industrie et troublé par sa relative impuissance, le gouvernement consolida le ministère de l'Énergie, des mines et des

ressources. Il acquit ensuite une participation majoritaire dans la société Panarctic Oils, qui avait pour tâche d'explorer dans les hautes régions de l'Arctique; c'était là l'une des premières initiatives associant la politique énergétique à la mise en valeur des régions nordiques.

Les chocs pétroliers

Ces mesures, qu'elles aient ou non été adéquates, venaient en tout cas trop tard. L'embargo décrété par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en 1973 et la hausse subséquente du prix mondial du pétrole prirent le gouvernement au dépourvu, car il n'avait pas les moyens de rassembler les renseignements dont il avait besoin et ne savait guère, de toute façon, comment les interpréter. Ottawa réagit à ces événements en annonçant, coup sur coup, le contingentement des exportations de pétrole, puis de celles de produits raffinés, le prolongement de l'oléoduc Interprovincial jusqu'à Montréal, le gel des prix du brut canadien, l'imposition d'une taxe sur les exportations de pétrole et un régime d'indemnisation pour protéger les consommateurs de brut importé. En outre, il envisagea, puis rejeta, le rationnement du pétrole et l'acquisition d'une filiale d'une des sociétés pétrolières multinationales.

En décembre 1973, le gouvernement fédéral annonçait la création d'une société pétrolière nationale, Petro-Canada. Cette décision reflétait le sentiment d'impuissance ressenti face au manque de contrôle sur la sécurité des approvisionnements, à l'absence de données circonstanciées sur les réserves et sur les pratiques et procédures de l'industrie et à l'inquiétude croissante qu'engendrait la nécessité de compter sur une industrie largement contrôlée de l'extérieur pour obtenir de telles données.

Les provinces productrices considéraient bon nombre de ces mesures comme une intrusion dans des domaines qui, jusque-là, étaient de leur ressort. Elles adoptèrent de nouvelles lois qui leur permettaient de raffermir leur contrôle constitutionnel sur la production, la réglementation, la commercialisation et les prix du pétrole à l'intérieur de leurs frontières. Ayant haussé leurs redevances sur une ressource dont la valeur s'était soudainement accrue, elles furent de nouveau irritées lorsque le budget fédéral de mai 1974 désavoua la déductibilité de ces redevances aux fins de l'impôt fédéral sur les bénéfices des sociétés. Ottawa, pour sa part, craignait que la hausse des prix pétroliers et, partant, des redevances versées aux provinces n'entraîne une baisse de ses propres recettes alors même que s'accroîtraient les besoins de financement à l'égard des paiements de péréquation. Les autorités fédérales estimaient également qu'après avoir, durant plusieurs années, offert à l'industrie pétrolière des stimulants fiscaux à l'exploration et au développement, on était en droit d'espérer que tous les Canadiens pourraient participer aux avantages financiers qui devaient découler des recettes de production accrues[4]. L'adoption en 1975, de la Loi sur l'administration du pétrole dota le gouvernement central de pouvoirs considérables sur les prix du pétrole et du gaz naturel, montrant qu'il avait bien l'intention de les fixer lui-même s'il s'avérait impossible de parvenir à un accord avec les provinces.

Les années qui suivirent furent marquées par de grandes tensions. Les difficultés entre le gouvernement fédéral et les provinces s'aggravaient et le consensus qui avait entouré la PNP était bel et bien enterré. L'intervention du gouvernement fédéral eut pour effet de maintenir le prix canadien bien en deçà du cours mondial, alors que l'Alberta exigeait au contraire qu'il s'en rapproche. Ottawa céda éventuellement à cette demande et laissa le prix canadien s'élever jusqu'à 3 $ le baril au-dessous du prix international (16 $ Can) au milieu de l'année 1978[5]. Après la révolution iranienne de 1979, le prix mondial doubla pour atteindre 37 $ Can le baril et le gouvernement fédéral renonça à y aligner le prix canadien, ce qui envenima encore davantage les rapports entre Ottawa et le gouvernement de l'Alberta.

Au cours de la seconde moitié des années 70, Petro-Canada devint le sixième producteur de pétrole et de gaz naturel en importance au pays, ayant absorbé les intérêts du gouvernement dans Panarctic et dans Syncrude, et, plus tard, acquis les sociétés Atlantic Richfield Canada et Pacific Petroleum. C'est sur la « privatisation » de Petro-Canada, une entreprise publique en pleine croissance, que portait, en partie, la campagne électorale du parti progressiste-conservateur, qui l'amena au pouvoir en 1979. La politique énergétique des conservateurs englobait également l'objectif général de l'autonomie pétrolière d'ici les années 90 et de la canadianisation de l'industrie grâce à des incitations fiscales et à des stimulants à l'investissement, ainsi que le rétablissement de saines relations fédérales-provinciales reposant sur des conceptions moins centralisatrices.

Sept mois après son arrivée au pouvoir, le gouvernement conservateur était défait à cause d'un budget où dominait la politique énergétique. Ce budget proposait notamment une hausse de la taxe d'accise de 18 cents sur chaque gallon d'essence, un crédit d'impôt lié à l'énergie, un projet de taxe sur les profits imprévus pour financer les programmes énergétiques du gouvernement et une aide spéciale au forage dans les régions éloignées. Le gouvernement espérait en outre conclure avec l'Alberta une entente prévoyant que les prix canadiens du pétrole et du gaz naturel atteindraient graduellement 85 % des prix mondiaux ou américains.

Les libéraux reprirent le pouvoir à l'élection générale de février 1980, après avoir axé leur campagne sur la défense de Petro-Canada, le bien-fondé de prix « canadiens » de l'énergie et la canadianisation à 50 % de l'industrie des hydrocarbures.

On croyait généralement que les cours mondiaux continueraient de monter et qu'il suffirait d'un trait de plume qui en rapprocherait le prix intérieur pour que le Canada touche des recettes considérables. L'industrie énergétique réalisait des profits élevés. Le gouvernement fédéral, en quadruplant les indemnisations aux importateurs de pétrole, vit son déficit frôler les 10 milliards de dollars, alors qu'il touchait moins de 10 % des recettes, ce qui ne suffisait pas à couvrir les indemnités. La conjonction de ces éléments allait déboucher sur le Programme énergétique national, présenté dans le cadre du budget d'octobre 1980[6].

Le PEN mettait en place un nouveau régime de prix à l'égard du pétrole. Il instaurait en outre un nouveau régime pour le partage des recettes, qui devait accroître la part d'Ottawa grâce à plusieurs nouvelles taxes, et il renfermait un vaste programme de conservation d'énergie et de remplacement du pétrole. Enfin, le PEN amorçait un mouvement de canadianisation comportant des acquisitions directes et des stimulants à l'exploration et à la production. Les incitations fiscales étaient remplacées par des subventions encourageant la participation accrue d'intérêts canadiens au financement des activités dans les régions éloignées sous contrôle fédéral, désormais appelées « Terres du Canada ».

Les réactions ne tardèrent pas et elles furent vives. Si celle de la population, surtout dans l'est, était généralement positive, en Alberta le gouvernement provincial accusa Ottawa de s'être installé chez lui sans négociation et sans accord[7]. Il annonça une réduction graduelle (sur une période de neuf mois) des expéditions de pétrole vers l'est du Canada et le report de l'approbation des nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux et du pétrole lourd, de même que son intention de mettre en doute la légalité constitutionnelle de l'impôt fédéral sur les exportations de gaz naturel appartenant aux provinces. Également inquiètes, les autorités de la Colombie-Britannique refusèrent de verser les recettes provenant de la nouvelle taxe fédérale sur le gaz naturel et sur les gaz liquides.

Quant aux grandes filiales de sociétés étrangères, elles réduisirent considérablement leurs budgets de prospection pour l'année suivante et incitèrent leurs gouvernements (en l'occurrence, ceux des États-Unis, du Royaume-Uni et des Pays-Bas) à convaincre les autorités canadiennes que le PEN allait à l'encontre des conventions internationales. En 1981, l'administration Reagan amorça une campagne bilatérale et multilatérale contre le PEN dans le cadre du GATT (Accord général sur les tarifs et le commerce) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). L'industrie américaine réagit également avec colère à certaines mainmises (ou tentatives de mainmise) sur des sociétés américaines par des entreprises canadiennes, encouragées par les dispositions du PEN relatives à la canadianisation du secteur des hydrocarbures.

Parmi les entreprises canadiennes, les réactions étaient mixtes. Les grandes sociétés pétrolières profitèrent de l'occasion qui leur était offerte de prendre de l'expansion et les banques appuyèrent fortement leurs démarches en vue d'acquérir d'autres entreprises. Certaines des firmes de moindre envergure s'opposèrent cependant au PEN, à la fois pour des motifs idéologiques et parce qu'elles estimaient qu'il ferait baisser leurs bénéfices. En outre, ces compagnies n'étaient pas prêtes à s'adonner à l'exploration dans les régions éloignées. Elles réduisirent l'envergure de leurs projets de forage et transférèrent une partie de leurs activités de prospection aux États-Unis, où l'administration Reagan avait déréglementé les prix du pétrole et annoncé son intention de faire de même pour ceux du gaz naturel. Ottawa rétorqua que, de toute façon, les forages entrepris dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien n'avaient pas démontré l'existence d'importantes nouvelles réserves, que le Canada possédait déjà un vaste excédent de gaz naturel et que ce dont le pays avait maintenant besoin, c'était de découvrir de nouvelles réserves de pétrole dans les Terres du Canada situées dans les régions nordiques et au large des côtes.

Tandis que les autorités fédérales mettaient en place l'appareil administratif du nouveau système, y compris les mesures législatives nécessaires, Petro-Canada faisait l'acquisition de la société belge Petrofina pour la somme de 1,46 milliard de dollars; en même temps, la Corporation de développement du Canada, qui appartenait en partie au gouvernement fédéral, achetait la société française Elf-Aquitaine pour la somme de 1,6 milliard. En 1981, toutefois, le gouvernement consentit certaines concessions en vue de satisfaire aux exigences des bonnes relations internationales et de la balance des paiements. Il demanda notamment aux banques de ralentir le rythme de financement des prises de contrôle par les entreprises canadiennes, espérant avant tout réduire les pressions à la baisse qui s'exerçaient sur le dollar. Il modifia également la législation relative aux bénéfices des industries afin d'offrir des conditions concurrentielles aux fournisseurs étrangers. Enfin, il offrit une indemnisation pour les intérêts de 25 % détenus par l'État à l'égard de l'exploration dans les régions éloignées.

Par ailleurs, dans un document accompagnant le budget de novembre 1981[8], le gouvernement rejetait

l'idée de canadianiser, au moyen de mesures semblables au PEN, d'autres secteurs de l'économie canadienne dominés par les capitaux étrangers. Le document accordait la priorité à la mise en œuvre éventuelle de divers « mégaprojets » énergétiques, qui devaient remédier à une pléthore de maux économiques. Ces projets devaient d'abord produire des recettes considérables pour le Trésor fédéral, car on croyait que le prix mondial du pétrole continuerait de s'accroître. D'autre part, les mégaprojets devaient avoir des effets d'entraînement qui allaient aider à résoudre les problèmes causés par les disparités économiques régionales. Le Québec, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, par exemple, allaient être en mesure de créer des emplois dans leurs chantiers navals, qui étaient en difficulté, en construisant les superpétroliers renforcés contre les glaces qui devaient transporter le pétrole extrait des gisements de la mer de Beaufort. Terre-Neuve et les autres provinces de l'Atlantique allaient voir leur industrie des équipements maritimes se développer tous azimuts, notamment au chantier naval de Marystown. La Colombie-Britannique allait construire des plateformes de forage et des brise-glace pour la mer de Beaufort. Les projets d'extraction des sables bitumineux de Alsands et de Cold Lake en Alberta devaient entraîner l'achat de quantités énormes d'acier et d'équipements auprès des industries ontariennes et québécoises. La construction éventuelle de pipelines dans les régions nordiques devait fournir du travail à la société Interprovincial Steel and Pipe en Saskatchewan. On envisageait que l'Alberta verrait se développer une activité industrielle d'une ampleur inouïe. Troisièmement, les entrées de capitaux nécessaires pour financer toute cette activité devaient aider le dollar canadien à reprendre de sa vigueur. Éventuellement, un volume considérable d'exportations de pétrole et de gaz naturel devait engendrer les recettes permettant de rembourser les emprunts faits à l'étranger pour financer une bonne part de cette expansion et, par là, de maintenir un solde favorable de la balance des paiements à long terme. Les prix pétroliers seraient soumis à des contrôles directs en vue de combattre l'inflation. Bref, la mise en chantier des mégaprojets énergétiques allait se répercuter sur à peu près tous les aspects de la politique macroéconomique et régionale.

Quelques semaines plus tôt, en septembre 1981, après des mois d'affrontements politiques, le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta avaient signé une entente sur la formulation des prix et la fiscalité en matière d'énergie[9]. En l'absence d'un accord sur les objectifs, la politique énergétique nationale se résumait à un ensemble de barèmes détaillés et complexes de prix et de règlements où se confondaient, au détriment des deux, des instruments pour la gestion des ressources et le désir des gouvernements de toucher des recettes accrues. L'entente reposait sur une méprise fondamentale : elle supposait que le prix mondial du pétrole continuerait de s'accroître sensiblement au cours des années suivantes. Elle établissait des barèmes distincts pour le « pétrole nouveau » (découvert après 1980) et l'« ancien pétrole », qui étaient liés au prix mondial : le premier lui était égal, tandis que le second ne devait pas en dépasser 75 %. Cependant, moins de 18 mois après la signature d'un accord qui devait durer jusqu'à la fin de 1986, les difficultés avaient commencé à surgir.

Au printemps de 1982, les perspectives à court terme de l'industrie énergétique se refroidirent sous l'influence de divers facteurs. Les taux d'intérêt restaient élevés; la récession mondiale s'intensifiait, provoquant l'affaiblissement de la demande de pétrole au Canada et sur les marchés mondiaux, en même temps que la prise de conscience grandissante du caractère durable des excédents pétroliers à l'échelle internationale; bon nombre des programmes visant à encourager la conservation d'énergie et le recours aux énergies de remplacement, qui avaient été mis sur pied depuis 1973 dans les pays consommateurs de l'ouest, commençaient à faire sentir leurs effets; enfin, le prix mondial baissa, semant la dissension et le désarroi au sein de l'OPEP. Tous ces problèmes, conjugués à la hausse des redevances et des taxes prévue dans l'accord de septembre 1981, contribuèrent à comprimer les liquidités et les profits des entreprises du secteur énergétique.

Pour alléger les difficultés auxquelles était confrontée l'industrie, le gouvernement fédéral et l'Alberta effectuèrent d'importants rajustements en vue de réduire leur part des recettes tirées des hydrocarbures. En avril 1982, les autorités d'Edmonton lançaient un programme de 5,4 milliards de dollars visant à permettre à l'industrie d'accroître ses recettes en 1982-1983 en réduisant les redevances et en accordant des subventions et des crédits spéciaux. À la fin de mai, Ottawa dévoilait la mise à jour du PEN, qui comportait un programme d'aide de 2 milliards, surtout destiné aux sociétés pétrolières plus petites[10]. Ensemble, les événements de 1981 et 1982 exerçaient des pressions énormes sur l'accord de septembre 1981, de sorte qu'une nouvelle entente d'une durée de 18 mois était conclue en juin 1983, cette fois sans l'aigreur des négociations de 1980-1981[11].

Depuis 1973, la politique des hydrocarbures au Canada, sous l'effet des chocs pétroliers, a subi des modifications profondes qui reflétaient les bouleversements de la décennie. S'il est arrivé que le prix mondial du pétrole ait été instable par le passé, notamment entre 1900 et les années 30, on n'avait pas vu depuis au moins un siècle des hausses comparables à celles qui se sont produites en 1973-1974 et 1979-1980. Ce fut une période exceptionnelle, marquée par des soubresauts

spectaculaires des politiques énergétiques et économiques.

La situation canadienne reflète, en plus petit, le dilemme pétrolier mondial : la production actuelle est en effet concentrée dans une seule province relativement peu peuplée. Par ailleurs, les objectifs économiques fondamentaux de la politique des hydrocarbures ont cédé le pas aux conflits d'intérêts à court terme. On a élaboré des accords détaillés dont les dispositions ont subséquemment été révisées une à une, à mesure qu'évoluaient les circonstances. Il faut espérer que les leçons appropriées ont été apprises afin que nous puissions à l'avenir mieux soutenir les effets des surprises que pourrait nous réserver l'évolution du marché mondial du pétrole.

L'électricité

Si la plupart des problèmes et des interventions qui ont marqué la présence des gouvernements provinciaux dans le domaine de l'électricité ont précédé de plusieurs années la crise récente des hydrocarbures, ce secteur a aussi été touché par les événements des années 70. En particulier, par suite du ralentissement de la croissance économique, la demande d'électricité s'est avérée nettement inférieure aux projections qui avaient servi à planifier les besoins et les installations destinés à les satisfaire, ce qui a mené à la surcapacité actuelle. Toutefois, contrairement au secteur des hydrocarbures, celui de l'électricité n'a pas été témoin d'affrontements entre le gouvernement fédéral et les provinces, car les hausses potentielles des recettes qu'on peut en tirer étaient moins visibles. Il n'en demeure pas moins que la production d'électricité a, par le passé, donné lieu à des conflits assez graves au sein des provinces.

Il y a un certain nombre de différences remarquables entre l'électricité et les hydrocarbures. Ainsi, l'énergie électrique se caractérise par des économies d'échelle importantes et par une composante monopolistique naturelle. Aussi l'évolution de ce secteur a-t-elle été marquée essentiellement par la domination croissante de grandes sociétés, publiques pour la plupart, tandis que celle du secteur des hydrocarbures a vu des petites compagnies canadiennes grandir à côté de grandes entreprises étrangères ou canadiennes. La canadianisation, l'étatisation et l'intégration intraprovinciale dans le secteur de l'électricité se sont réalisées graduellement plutôt que par des mouvements faciles à identifier. Ce processus s'est accompli à des moments et à des rythmes différents d'une province à l'autre, se manifestant par étapes parfois de faible envergure, parfois plus importantes. Il a débuté en Ontario au début du siècle et il s'est répété de manières diverses dans les autres provinces par la suite.

Consolidation des services provinciaux[12]

En 1903, l'électricité fit l'objet de débats publics tumultueux en Ontario. Au moment où une grève dans les charbonnages de la Pennsylvanie forçait de nombreuses usines ontariennes à fermer leurs portes et entraînait une augmentation du double des prix du charbon, on craignait de plus en plus que l'énergie hydroélectrique canadienne produite à Niagara ne serve surtout les intérêts de monopoles étrangers et locaux, aux dépens des consommateurs industriels et domestiques de la province. Plusieurs municipalités réclamèrent du gouvernement libéral de G. W. Ross qu'il étudie la possibilité d'instituer un réseau provincial de distribution d'électricité qu'elles exploiteraient elles-mêmes. Le gouvernement se plia à cette demande en créant une commission d'enquête (Ontario Power Commission) chargée d'examiner la question.

Cependant, avant même que la commission ait pu publier son rapport, le parti conservateur, sous la direction de J. P. Whitney, balaya la province et prit le pouvoir. Le nouveau Premier ministre ne tarda pas à donner le ton politique des longs débats qui allaient suivre :

> Ces ressources doivent être aussi gratuites que l'air. Non seulement le monopoleur et les amis du gouvernement comme jadis, mais chaque citoyen doit être libre, dans des conditions convenables, d'utiliser les ressources dont le Tout-Puissant a comblé la province[13].

Le Premier ministre Whitney établit une seconde commission d'enquête, présidée par Adam Beck. Les deux commissions déposèrent leurs rapports à peu près en même temps – la commission Ross proposant que des coopératives municipales construisent et exploitent des lignes de transmission, tandis que Beck recommandait la création d'un organisme provincial ayant le pouvoir de réglementer les compagnies privées. Impatient, le public s'agita en faveur d'une solution et il y eut même une marche sur le parlement provincial à Queen's Park. En 1906, l'assemblée législative créait la commission hydroélectrique de l'Ontario (Hydro Electric Power Commission of Ontario), qui allait devenir la société Ontario Hydro. Beck, qui en fut le premier président, domina le développement de cet organisme, exerçant une influence considérable sur la vie politique ontarienne jusqu'à sa mort en 1925. À la fin de 1910, la commission transmettait de l'électricité sur 10 municipalités; au début des années 20, avec l'achèvement de la centrale « Sir Adam Beck n° 1 » à Niagara Falls, l'État supplantait le secteur privé dans le domaine de l'électricité en Ontario.

Le modèle ontarien allait être repris dans les autres provinces, habituellement avec la même intensité politique. La mainmise de l'État sur les services d'électricité découlait souvent de la création d'une commission provinciale, généralement une commission

d'enquête. Il y eut la Commission des eaux courantes de Québec en 1910, la commission de l'énergie hydroélectrique de la Nouvelle-Écosse (Nova Scotia Water Power Commission) en 1914, une commission d'enquête au Nouveau-Brunswick en 1918, la commission hydroélectrique du Manitoba (Manitoba Power Commission) en 1919, la commission des ressources énergétiques de la Saskatchewan (Saskatchewan Power Resources Commission) en 1927 et la commission Lapointe au Québec en 1934. Cette dernière estimait qu'en raison du caractère de monopole de l'électricité, c'est le gouvernement qui devait la contrôler et la réglementer dans l'intérêt public, mais elle n'alla pas jusqu'à proposer que l'État soit propriétaire des ressources.

Lors des étapes suivantes, venant habituellement plusieurs années plus tard, la commission (ou un autre organisme provincial) était autorisée à intervenir de façon plus active, avec pouvoirs de distribuer ou de produire de l'électricité. Il arrivait parfois que la commission démarre grâce à la prise de contrôle d'un ou de plusieurs services privés ou municipaux d'électricité. En Nouvelle-Écosse, par exemple, la Nova Scotia Power Commission ne s'est lancée dans la production qu'en 1929, tandis que l'organisme correspondant au Nouveau-Brunswick, créé en 1920, commença ses opérations en 1923. La Manitoba Power Commission fut mise sur pied en 1919 pour distribuer l'électricité dans les régions rurales, mais ce n'est qu'au début des années 50 que la Manitoba Hydro-Electric Commission, créée en 1949, se lança à fond de train dans la production sur la rivière Winnipeg, notamment par l'acquisition de la Winnipeg Electric Company. La Saskatchewan Power Commission vit le jour en 1929, suivant la recommandation d'une commission royale d'enquête; elle avait les pouvoirs d'acheter, de produire, de distribuer et de vendre de l'électricité, ainsi que d'exproprier des terres et d'autres réseaux d'électricité dans la province. Dès la fin des années 30, elle avait connu une croissance remarquable; elle continua de croître au cours des années d'après-guerre, grâce à la prise de contrôle de trois grandes sociétés.

Au Québec, le gouvernement n'est intervenu qu'une dizaine d'années après que la commission Lapointe eut déposé son rapport. Lorsque la société Montreal Light and Power Consolidated refusa de collaborer avec le gouvernement et de réduire ses tarifs, elle fut expropriée en 1944 et remplacée par Hydro-Québec. En Colombie-Britannique, la tendance à la participation publique s'est amorcée à peu près au même moment, alors que la British Columbia Power Commission était chargée, en 1945, de desservir les régions rurales et isolées de la province. À Terre-Neuve, la province ne devint véritablement propriétaire des ressources hydroélectriques qu'en 1954, avec la création de la Newfoundland Power Commission, chargée de desservir et d'aider les régions rurales. Onze ans plus tard, la commission était autorisée à commencer l'aménagement de Bay d'Espoir et à mettre en valeur tous les emplacements hydroélectriques de l'île.

Les systèmes provinciaux ayant vu le jour à des époques différentes et chacun s'étant développé à son propre rythme, ils ont également atteint leur forme actuelle à des moments différents. En 1949, 20 ans après sa création, la Saskatchewan Power Commission devenait la Saskatchewan Power Corporation, mais ce n'est que durant les années 60 que celle-ci vint à bout des résistances locales dans certaines villes et qu'elle put acheter les services d'électricité de Moose Jaw, Weyburn et Regina. De même, ce n'est qu'en 1959 que la New Brunswick Electric Power Commission prit en charge les installations de distribution de la Moncton Electricity and Gas Company.

En 1961, la Manitoba Power Commission fusionnait avec le Manitoba Hydro Electric Board pour former Manitoba Hydro. Cette même année, le gouvernement de la Colombie-Britannique prenait le contrôle de la B.C. Electric, une importante compagnie privée, et en faisait une société d'État afin d'exploiter les ressources hydrauliques de la rivière de la Paix et du Columbia. L'année suivante, la société d'État fusionnait avec la B.C. Power Commission pour former la B.C. Hydro and Power Authority. Au cours de la décennie suivante, B.C. Hydro acquit une douzaine de petites compagnies d'électricité dans la province.

Au Québec, la nationalisation des compagnies d'électricité privées constitua un thème majeur de la campagne électorale de 1962. Elle fut présentée comme un moyen de permettre aux francophones de prendre en main leur développement économique. L'année suivante, Hydro-Québec se portait acquéreur de huit compagnies privées d'électricité. Ces prises de contrôle faisaient suite à la recommandation d'un comité formé de représentants d'Hydro-Québec, du gouvernement provincial et des milieux financiers. Hydro-Québec ayant fait des offres que les actionnaires des entreprises décidèrent d'accepter. Hydro-Québec offrit également d'acheter les 46 coopératives formées en vertu de la Loi sur l'électrification rurale; en 1964, toutes sauf une avaient accepté cette offre. En outre, Hydro-Québec a acquis divers réseaux municipaux lorsqu'elle a pu en arriver à une entente avec les autorités compétentes.

Le processus de consolidation en Nouvelle-Écosse parvint à un point tournant en 1972, avec l'achat de la société Nova Scotia Light and Power par la Nova Scotia Power Commission. Depuis lors, la commission a acquis deux autres services municipaux. À Terre-Neuve, ce n'est qu'en 1975 que la Newfoundland and

Labrador Hydro vit le jour. On lui confia une participation majoritaire dans la Churchill Falls (Labrador) Corporation, ainsi que les droits d'usage de l'eau au Labrador, que le gouvernement provincial venait d'acheter à la Brinco. La participation majoritaire de la province dans la Gull Island Power Company, créée en coopération avec le gouvernement fédéral en 1978, fut également remise à la Newfoundland and Labrador Hydro.

Si le processus de consolidation a généralement mené à la prépondérance de la participation publique au secteur de l'électricité, de nombreuses fusions et acquisitions se sont néanmoins produites dans le secteur privé en cours de route. Par exemple, il y a eu, à diverses époques, plus de 100 entreprises d'électricité en Nouvelle-Écosse, dont bon nombre avaient été absorbées par la Nova Scotia Light and Power avant l'acquisition de cette dernière par la Nova Scotia Power Corporation. En Île-du-Prince-Édouard, l'intégration a été réalisée par les entreprises privées, dont le nombre atteignit même 30 à un certain moment.

L'intensification de la participation des gouvernements provinciaux ne saurait faire oublier le rôle continu des municipalités et des sociétés privées. On trouve des services municipaux d'électricité en Ontario, au Manitoba et en Île-du-Prince-Édouard. On ne trouve par contre qu'un nombre assez restreint de compagnies privées, concentrées en Alberta et à Terre-Neuve; il s'en trouve aussi de petites au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique.

Le mouvement de consolidation, d'étatisation et de réglementation des services d'électricité semble s'être inspiré d'un certain nombre de considérations politiques et économiques. On a d'abord assisté à une campagne visant à restreindre la marge de manœuvre des monopoles, habituellement téléguidés de l'étranger, et à acquérir le contrôle des ressources hydrauliques. L'objectif était de promouvoir l'intégration des réseaux et d'exploiter les économies d'échelle possibles afin d'abaisser le coût de l'électricité. De fait, les recettes réelles moyennes, qui servent ici d'indicateurs pour les prix, ont diminué presque partout au Canada jusqu'au milieu des années 70. Deuxièmement, poursuivant des objectifs de développement économique, la plupart des provinces ont cherché à utiliser cette énergie peu coûteuse pour stimuler la croissance industrielle et élargir l'accès de la population aux nouvelles techniques fondées sur l'électricité, tant dans les régions rurales que dans les villes. Toutes les provinces ont entrepris des campagnes d'électrification rurale après la guerre. Ce désir d'accroître l'utilisation de l'électricité était lié de près à celui de réduire les écarts de tarif au sein des provinces.

Le désir de former un certain nombre d'experts en hydroélectricité – élément jugé essentiel au développement économique – constituait un autre motif important de l'intervention de l'État. Au début, la mise en valeur des ressources hydrauliques était largement financée, et même propulsée, par des intérêts américains avec une participation directe considérable de capitaux britanniques. Même lorsque les provinces entreprirent de grands projets hydroélectriques durant les années 50 et 60, les apports étrangers en conception technique, en technologie et en construction continuèrent de jouer un rôle important. Les firmes canadiennes d'ingénieurs-conseil étaient souvent des filiales de sociétés étrangères. Quelle qu'ait été l'origine de cette expertise, il reste que les grands projets hydroélectriques entrepris au Canada représentaient souvent des réalisations techniques hors pair et même, à certains égards, des « premières » mondiales.

C'est sans doute lors de la nationalisation des compagnies d'électricité au Québec en 1963 qu'on a pu observer le plus nettement la participation d'experts et de cadres canadiens. Déjà, cependant, des ingénieurs canadiens, financés par le gouvernement fédéral en collaboration avec celui de l'Ontario, avaient commencé les travaux qui devaient déboucher sur la mise au point du réacteur nucléaire CANDU. Aujourd'hui, certains des organismes provinciaux d'énergie électrique effectuent une bonne part de leurs travaux de conception technique, emploient leurs propres travailleurs en construction et entreprennent des programmes de recherche appliquée. Par ailleurs, l'expertise canadienne dans le domaine de l'électricité jouit d'un prestige grandissant à l'étranger.

Un autre élément d'explication de la présence des provinces dans le secteur de l'électricité tient au fait que les entreprises d'État, contrairement aux sociétés privées, sont exemptes de l'impôt fédéral. Ce facteur occupait une place importante dans les arguments présentés en faveur de la nationalisation en Colombie-Britannique et au Québec au début des années 60.

La politique de prix

Déjà, Adam Beck avait pressenti qu'on pouvait réaliser des économies d'échelle considérables dans le secteur hydroélectrique. Il répéta à qui voulait l'entendre qu'en adoptant une politique de prix capable de promouvoir les ventes, on favoriserait la baisse des prix de revient à l'unité. Pour accroître les ventes, on adopta un barème innovateur de « tarifs de stimulation », suivant lequel les clients payaient moins cher chaque « bloc » supplémentaire d'électricité. Ce système très intéressant pour les grands clients industriels amena de nombreux services municipaux en Ontario à se brancher sur le réseau provincial.

La plupart des autres provinces, sinon toutes, ont fait appel à des tarifs et des barèmes aussi intéressants pour attirer des clients industriels. On a également utilisé des barèmes semblables dans le marché résidentiel pour promouvoir le chauffage décentralisé et le chauffage à l'eau en concurrence avec d'autres sources d'énergie. Les gouvernements provinciaux ont aussi favorisé le développement industriel en fournissant aux grandes entreprises un accès gratuit ou presque aux ressources hydrauliques, notamment dans les secteurs forestier et minier. De fait, la croissance du secteur hydroélectrique au Canada et la régression des prix réels jusqu'au milieu des années 70 montrent bien que la progression des ventes et la hausse des économies d'échelle se sont influencées réciproquement.

Dans toutes les provinces, les gouvernements se sont également efforcés d'uniformiser les prix de l'électricité, ou tout au moins d'en réduire les écarts. Par exemple, l'égalisation des coûts pour toutes les municipalités était l'un des objectifs visés par la création de l'Ontario Hydro. Récemment, l'Ontario Hydro a reçu ordre de maintenir les tarifs ruraux à pas plus de 15 % au-dessus des tarifs municipaux, qu'elle a pour mandat de réglementer. De même, la Newfoundland and Labrador Hydro vend l'énergie hydroélectrique en gros au même tarif dans toute l'île de Terre-Neuve, et Hydro-Québec a normalisé ses tarifs à l'échelle de la province (ou presque) dès l'étatisation du système en 1963. En Alberta, le gouvernement provincial a créé en 1982 un organisme de commercialisation (Electrical Energy Marketing Agency) qui achète toute l'électricité aux prix de gros et la revend aux services locaux à des tarifs uniformes. Il accorde en outre des subventions progressivement décroissantes sur une période de cinq ans dans le but d'atténuer l'incidence de ces mesures sur les consommateurs qui doivent faire face à une hausse des tarifs.

Bref, grâce à leur intervention directe et indirecte dans le secteur de l'électricité à peu près partout au Canada, les gouvernements provinciaux ont, par divers moyens, maintenu les prix intérieurs à des niveaux aussi bas que possible. La consolidation des sociétés d'État et les prix de stimulation ont caractérisé l'évolution du secteur de l'électricité, mais on est en droit de s'interroger sur l'efficience économique de la politique de prix dans la conjoncture actuelle. Il est peu probable que la croissance rapide observée par le passé se reproduise dans un avenir prévisible. L'électricité est maintenant disponible à peu près partout et les possibilités d'y réaliser des économies d'échelle importantes sont moins nombreuses qu'auparavant.

Le secteur de l'électricité représente maintenant une part importante du stock d'immobilisations du Canada, de sorte qu'on est en droit de s'interroger sur le rendement de ce capital. En outre, l'importance grandissante des exportations d'énergie électrique soulève la question de la répartition des bénéfices tirés de ces exportations et de la valeur d'option de l'électricité sur les marchés extérieurs, comparativement aux prix intérieurs. Bien que des organismes chargés de réglementer ce secteur existent dans toutes les provinces, certains estiment que ces organismes n'accordent pas assez d'importance à l'efficience économique dans l'exploitation et le développement de l'électricité.

Conclusions

Il se dégage de cet aperçu historique des politiques canadiennes relatives aux hydrocarbures et à l'électricité des thèmes économiques étroitement liés – croissance, développement et efficience – dont l'importance relative a changé dans le temps, en fonction des circonstances et des attitudes de l'époque.

Il en ressort aussi d'autres thèmes, tels l'imbroglio constitutionnel, la sécurité des approvisionnements et la stabilisation économique à l'échelle tant nationale que provinciale, l'incertitude des prévisions de l'offre et de la demande d'énergie, les facteurs internationaux et la participation des capitaux étrangers. À l'échelle nationale, toutefois, les développements historiques indiquent que les objectifs de la politique des hydrocarbures – croissance, développement, gestion efficiente des ressources – occupaient les premiers rangs de l'échelle des priorités avant le choc pétrolier de 1973, mais non plus par la suite.

Tout au long de cette période, l'élaboration des politiques reposait sur la réalisation du consensus. Sans doute y avait-il des gagnants et des perdants, mais ces gains et ces pertes étaient perçus dans le cadre de l'intérêt national, concept qui présidait à la négociation des ententes entre le gouvernement fédéral et les provinces. De plus, cet accord était essentiel pour assurer la confiance des entreprises et des investisseurs et, par conséquent, le développement d'un secteur pétrolier en pleine croissance. Le consensus a incontestablement été affaibli au cours des années 70, alors que la politique énergétique était aux prises avec les problèmes de la stabilisation et du partage des rentes économiques. Les objectifs de la croissance, du développement et de l'efficience économiques ont tout simplement été éclipsés par l'urgence de régler les problèmes politiques qu'avaient suscités les deux chocs pétroliers.

Jusqu'à ces dernières années, les politiques des provinces en matière d'électricité portaient principalement sur la nécessité de restructurer les services de production et de distribution afin d'en faire les sociétés d'État que nous connaissons aujourd'hui. Cependant, les autorités provinciales disposent désormais d'une marge de manœuvre plus grande pour s'attaquer aux problèmes que posent la tarification de l'électricité, la

construction de nouvelles installations et l'expansion des débouchés extérieurs.

Au fond, la politique énergétique canadienne a tenté de réaliser un trop grand nombre d'objectifs à la fois. Il faudrait la circonscrire et la ramener à ses fondements économiques en vue d'assurer la croissance et la stabilité à long terme. Pour y parvenir, il faudra toutefois intégrer les nombreux aspects politiques, régionaux, économiques et internationaux de cette question.

3 La toile de fond

Réduite à sa plus simple expression, la politique énergétique est un amalgame d'influences diverses où doivent s'équilibrer les intérêts et préoccupations de divers groupes, ainsi que les considérations relatives aux avantages et aux coûts de la politique. Ces éléments ne reflètent pas seulement le partage des compétences entre le gouvernement fédéral et les provinces, mais aussi les aspirations et les attitudes des provinces et des régions, les questions relatives à la sécurité des approvisionnements, au contrôle financier de l'industrie énergétique et à l'avenir des marchés énergétiques mondiaux, y compris celui des États-Unis, ainsi que la souplesse relative des récents accords contractuels et autres relatifs à la politique des hydrocarbures. Nous ne nous proposons pas de déterminer dans ce chapitre comment on pourrait réconcilier toutes ces questions dans une nouvelle stratégie énergétique, mais nous les examinons plutôt comme une toile de fond pour l'analyse des solutions possibles dans les chapitres ultérieurs.

Le chevauchement des compétences

La constitution canadienne renferme peu de normes rigides permettant de départager clairement les rôles respectifs du gouvernement fédéral et des provinces en matière de gestion et de taxation énergétiques. C'est pourquoi les deux paliers devront toujours engager des négociations dans ce domaine, chacun désirant exercer sur l'industrie énergétique – et, partant, sur le développement économique en général – une influence qu'il juge légitime et chacun voulant retirer sa juste part des recettes provenant de la mise en valeur actuelle ou future des richesses naturelles. Et ces négociations seront souvent difficiles, ne serait-ce que parce que les pouvoirs constitutionnels des deux échelons de gouvernement se chevauchent.

La compétence exclusive du gouvernement fédéral en matière d'échanges interprovinciaux et internationaux limite, bien sûr, le contrôle que peuvent exercer les provinces sur les richesses naturelles dès qu'elles quittent le territoire provincial. Cette restriction vise notamment le pétrole et le gaz naturel, qui sont surtout vendus à l'extérieur des provinces qui les produisent, les prix étant alors déterminés par la politique fédérale. Mais, si le gouvernement fédéral exerce un contrôle effectif sur la production qui sort d'une province, il n'en va pas de même pour les produits énergétiques qui y restent. Propriétaires des richesses naturelles, les provinces peuvent d'ailleurs limiter la quantité exportée des produits tirés des terres de la Couronne (ou « domaniales ») de leur ressort. La compétence des provinces en matière foncière permet également à celles qui produisent des hydrocarbures d'appliquer des critères généraux de conservation d'énergie tant dans les terres domaniales que dans les propriétés privées.

Le partage des responsabilités en matière fiscale présente une autre source de conflit. Le gouvernement fédéral peut mobiliser des fonds en appliquant tout mode ou régime de taxation qu'il juge approprié, y compris des tarifs douaniers à l'importation et des impôts à l'exportation. Sauf dans le cas des produits tirés des domaines publics fédéraux, il ne peut cependant toucher des redevances en tant que telles, car elles sont versées aux propriétaires des ressources. Le pouvoir de taxation du gouvernement fédéral est aussi limité par l'article 125 de l'Acte de l'Amérique du Nord britannique (renommé en 1982 « Loi constitutionnelle de 1867 »), qui ne lui permet pas d'imposer le patrimoine des provinces. Le gouvernement de la Saskatchewan a fait appel à cette disposition pour soutenir qu'Ottawa ne peut imposer les sociétés de la Couronne provinciales, comme il en avait l'intention en instaurant le Programme énergétique national; toutefois, les deux gouvernements ont convenu de différer l'étude de cette question jusqu'à la fin de 1986. Enfin, dans un jugement rendu en juin 1982, la Cour suprême a décidé que le gouvernement fédéral ne peut taxer le gaz naturel exporté parce qu'il demeure la propriété de la province productrice jusqu'à ce qu'il franchisse sa frontière.

La constitution de 1982 donne aux provinces le pouvoir de recueillir des fonds au moyen de n'importe quel mode ou régime de taxation s'appliquant à la plupart des richesses naturelles, pourvu qu'elles imposent indifféremment les produits qu'elles exportent vers d'autres régions du Canada et ceux qui restent chez elles.

Vu les pouvoirs fiscaux considérables des deux paliers de gouvernement, les possibilités de chevauchement et de conflit sont nombreuses. Toutefois, l'électricité n'a donné lieu à aucun différend majeur jusqu'à maintenant. Dans la plupart des cas, l'électricité est produite par des sociétés publiques provinciales et ne peut être taxée par le gouvernement fédéral. Lorsque

l'électricité est produite ou distribuée par une entreprise privée – les cas sont peu nombreux –, le gouvernement fédéral rembourse aux provinces 95 % de l'impôt qu'il prélève sur son revenu. Les exportations d'électricité étaient autrefois assujetties à une taxe fédérale, à laquelle on a mis fin en 1963.

Les principaux conflits entre les deux échelons de gouvernement ont donc porté sur le pétrole et sur le gaz naturel, qui sont assujettis à de nombreux impôts fédéraux et provinciaux. Outre les redevances qu'elles touchent sur la production provenant des terres domaniales de leur ressort, les provinces imposent le pétrole et le gaz naturel provenant des propriétés foncières perpétuelles et perçoivent un impôt sur les revenus des sociétés productrices.

Avant que le gouvernement fédéral n'impose une taxe à l'exportation du pétrole à l'automne de 1973, les seules recettes qu'il tirait de la production primaire d'hydrocarbures provenaient de l'impôt prélevé sur les revenus des entreprises. Depuis, il a mis en place un vaste assortiment de taxes que les provinces n'ont jamais entièrement acceptées. On dénombre, entre autres, la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG), la taxe sur les exportations de pétrole, la taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS) et la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz naturel (TGNLGN).

Les provinces ont également contesté la non-déductibilité, aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu des sociétés, des redevances qu'elles percevaient sur la production d'hydrocarbures. Ottawa avait annoncé cette mesure dans son budget de mai 1974 dans le but d'empêcher que les prélèvements des provinces ne réduisent sa part des recettes pétrolières et gazières. Les provinces, pour leur part, soutenaient que les autorités fédérales se servaient de ce moyen indirect pour percevoir des redevances. Plus tard, le gouvernement fédéral substitua à cette disposition une autre qui prévoyait une déduction spéciale égale à 25 % des recettes d'exploitation, appelée « remise sur les ressources »; ainsi fut mis fin à l'impasse. Toutefois, cette déduction spéciale ne remplace que partiellement la pleine déductibilité des redevances que les provinces avaient majorées plus tôt.

Ces désaccords touchant au traitement fiscal de l'énergie se sont accompagnés de conflits suscités par la divergence des objectifs dans des domaines comme le rythme et l'orientation de la mise en valeur des ressources, de même que le partage des recettes qui en sont tirées et de certains des coûts qu'entraîne l'application des politiques énergétiques. L'argumentation du gouvernement fédéral relativement au partage des recettes pétrolières et gazières, telle qu'exposée dans le PEN, repose sur deux éléments principaux : ces fonds lui sont nécessaires, tant pour financer les divers programmes énergétiques et autres activités que pour répartir entre tous les Canadiens les « gains inespérés » qui, sans cela, bénéficieraient surtout à une seule région du pays[1].

Selon le PEN, « [l]es recettes provenant de la vente du pétrole et du gaz et les retombées économiques de l'expansion du secteur des ressources ont engendré une prospérité sans précédent et salutaire dans les trois provinces les plus à l'Ouest », prospérité qui « ne semble pas près de finir[2] ». Légèrement inférieur à la moyenne nationale en 1970, le revenu par habitant en Alberta avait progressé au point de la dépasser de près de 9 % en 1980; l'immigration nette dans cette province atteignait environ 66 000 personnes cette année-là. Aux yeux des autorités fédérales, les pressions centrifuges provoquées par un déplacement aussi important et durable de la richesse, de l'activité et de la population vers l'ouest du pays constituaient une menace à l'unité nationale. En outre, durant cette période, le gouvernement fédéral était prisonnier de la structure du régime de péréquation, qui plaçait sur ses épaules un fardeau financier additionnel du fait que les recettes pétrolières considérables que touchaient les provinces productrices accroissaient la somme totale des paiements à effectuer au terme du régime. C'est pourquoi il fut amené à modifier la formule de péréquation. Bien que le gouvernement fédéral ait adopté un large éventail d'impôts dans le cadre du PEN, il convient de souligner que, jusqu'à tout récemment, le partage des richesses énergétiques entre tous les Canadiens s'est effectué principalement par le maintien du prix canadien du pétrole à un niveau inférieur au cours mondial plutôt que par ces mesures fiscales.

Depuis environ deux ans, cependant, le taux de chômage en Alberta s'est rapproché de la moyenne nationale et l'a même dépassée à certains moments. Il s'est également produit un renversement de la situation en matière de migrations, les sorties nettes atteignant 21 000 personnes en 1983. Par ailleurs, les modifications apportées en 1982 au régime de péréquation ont exclu l'Alberta du calcul des paiements, de sorte que les recettes qu'elle tire de la production d'hydrocarbures n'influencent plus ce dernier et n'ajoutent plus au fardeau financier du Trésor fédéral.

La diversité des intérêts provinciaux

Le gouvernement de l'Alberta a été, au cours de la dernière décennie, de tous les affrontements entre Ottawa et les provinces productrices de pétrole et de gaz naturel. Il souhaite que le prix intérieur du pétrole rejoigne le cours mondial le plus rapidement possible. Pour le gaz naturel, il préconise également une politique de prix reposant sur le libre jeu des forces du marché. Aussi les autorités d'Edmonton ont-elles expressément appuyé la décision annoncée au cours de

l'été de 1984 par le gouvernement fédéral, visant à établir un régime plus souple de prix à l'exportation, suite à l'étude détaillée de cette question effectuée par un groupe de travail fédéral-provincial, de concert avec des représentants des sociétés productrices. Pour ce qui est des taxes, le gouvernement albertain reconnaît qu'Ottawa a droit à une part des recettes pétrolières et gazières, mais il reste opposé à tout impôt fédéral qui s'apparenterait à une taxe prélevée au point d'extraction. Il s'oppose également à toute taxe sur les exportations de pétrole et de gaz naturel, surtout si aucun impôt de même nature n'est prélevé sur les autres produits énergétiques.

L'économie albertaine subit les contrecoups du ralentissement ou de la stagnation des activités de prospection et de mise en valeur de l'industrie des hydrocarbures, et le gouvernement provincial doit prendre des mesures pour contrecarrer ces baisses d'activité. C'est pourquoi il a lancé un programme de forage géophysique et exploratoire lorsque le gouvernement fédéral a imposé, au cours de la seconde moitié de 1973, des mesures visant à limiter les hausses des recettes. Depuis, l'Alberta a apporté de nombreuses modifications à ses politiques, dont l'annonce, en avril 1982, d'une diminution des redevances et de subventions spéciales pour alléger les effets de l'accord de septembre 1981. Entre temps, le gouvernement provincial poursuit ses efforts en vue de diversifier l'économie de l'Alberta, notamment par la mise sur pied d'un certain nombre de grandes usines pétrochimiques et par d'autres initiatives plus récentes.

Pour l'Alberta, la question la plus importante – et cette préoccupation n'est pas nouvelle – se résume à conserver le contrôle sur ses richesses naturelles. Aux yeux des responsables d'Edmonton, le PEN représentait une tentative de mainmise sur les ressources de la province. Bien que le gouvernement provincial ait été contraint d'accepter certaines mesures fiscales décrétées par le pouvoir fédéral, comme la TRPG, pour pouvoir conclure l'accord de septembre 1981, qui lui permettait d'échapper à certains des aspects qui lui répugnaient le plus dans le PEN, il est disposé à faire tout en son pouvoir pour conserver l'initiative quant au rythme de la mise en valeur des ressources énergétiques de l'Alberta. Il a pris en mains la distribution et la gestion des sommes versées en vertu du « programme d'encouragements pétroliers » (PEP) et il aurait vraisemblablement été prêt à faire valoir ses droits de propriété sur tous les puits de gaz naturel de l'Alberta si le gouvernement fédéral avait décidé d'imposer une taxe à l'exportation du gaz.

Les principales provinces consommatrices, l'Ontario et le Québec, ne s'entendaient ni avec l'Alberta, ni entre elles sur ces questions. Le gouvernement ontarien, préoccupé par l'effet débilitant de la hausse des prix du pétrole sur son économie, était d'abord opposé aux tentatives en vue de rapprocher le prix canadien du cours mondial, optant plutôt pour la formule du prix pondéré. Les autorités de Queen's Park n'étaient pas sans s'inquiéter du fait qu'une province relativement petite touche une partie importante des recettes provenant des hausses des prix des hydrocarbures, estimant que cela pourrait entraîner des disparités considérables entre les provinces du point de vue des capacités fiscales et représenter une menace pour la stabilité de la fédération canadienne. En plus de proposer un plafond à la montée des prix, l'Ontario a suggéré un plan de réinvestissement des recettes additionnelles, une partie d'entre elles devant servir à protéger les industries et les consommateurs contre des flambées subites des prix et à les aider à s'y adapter.

Le Québec, quant à lui, favorisait le rapprochement du prix canadien au prix mondial, car il estimait que cela aurait pour effet de réduire la demande de pétrole. Il s'inquiétait de l'incidence que pourrait avoir sur la détermination du prix de ses ressources hydroélectriques une intervention fédérale sur ceux du pétrole et du gaz naturel, ainsi que sur l'utilisation des recettes. Le Québec accordait moins d'importance à l'escalade des disparités fiscales interprovinciales qui accompagnait la hausse des prix intérieurs du pétrole et du gaz naturel.

Les problèmes économiques nationaux

Alors même qu'il se voyait aux prises avec ces positions divergentes des provinces, le gouvernement fédéral faisait face à un certain nombre de problèmes plus généraux. La poussée inflationniste de la fin des années 70 et du début des années 80, mue par le prix mondial du pétrole, qui avait doublé, résista pendant plusieurs mois aux mesures d'austérité prises par les autorités monétaires canadiennes. Les taux d'intérêt atteignirent des niveaux sans précédent vers le milieu de 1981. L'activité économique se mit à plafonner, puis plongea dans une profonde récession, le PNB réel tombant de 4,4 % au Canada, soit plus que dans les autres pays membres de l'OCDE. D'autres problèmes économiques remontaient à une époque antérieure à la récession. Au cours des années 70, le taux d'accroissement de la productivité était très faible au Canada; même avant la récession, la léthargie de l'économie avait entraîné une hausse du chômage.

Ces problèmes économiques plus généraux s'étant conjugués aux développements qui marquèrent l'évolution du secteur énergétique au début des années 80, ils influencèrent profondément tant le contenu du PEN que le choix du moment de son adoption. Le déficit du gouvernement fédéral était en effet considérable, sans toutefois représenter une proportion excessive du PNB. Le régime de taxes et de redevances pétrolières était conçu pour faire contrepoids aux subventions accordées

aux importateurs de pétrole et aux producteurs de brut synthétique, de sorte que ces subventions avaient une incidence relativement faible sur les ressources budgétaires du gouvernement. Cependant, par suite de la baisse des exportations de pétrole canadien et de l'augmentation des importations prévue pour le milieu de la décennie, par suite aussi de la hausse des prix décrétée par l'OPEP en 1979-1980, le gouvernement fédéral se voyait confronté à la perspective de déficits plus élevés. Pendant ce temps, les budgets des provinces – celui de l'Alberta, notamment – lui paraissaient de plus en plus excédentaires. Comme le Conseil économique le faisait remarquer en 1979, ces déséquilibres budgétaires plaçaient le gouvernement fédéral dans une position si précaire qu'il n'était « plus en mesure de continuer d'assumer un rôle prédominant dans la gestion à court terme de l'économie, la péréquation et la mise en œuvre de grandes politiques nationales[3] ».

Au-delà de tous ces problèmes, le gouvernement fédéral acceptait mal d'être si peu protégé contre les répercussions des gestes posés par les autres intervenants du secteur énergétique. Durant la majeure partie des années 70, il avait été contraint de moduler ses politiques sur leurs initiatives. Sur le plan international, les activités du cartel de l'OPEP et la formation de sociétés pétrolières nationales dans de nombreux pays avaient mené à une politisation considérable du secteur de l'énergie, ce qui restreignait également la marge de manœuvre des autorités politiques canadiennes.

La question du développement économique des régions occupait et continue d'occuper une place importante dans la formulation de la stratégie énergétique du gouvernement fédéral. Les provinces se sont longtemps servies de la politique énergétique et, en particulier, des politiques relatives à l'électricité pour promouvoir la croissance et le développement économiques à l'échelon local ou régional. Au palier fédéral, moins d'un an après la mise en œuvre du PEN, le gouvernement mettait l'accent sur les « mégaprojets » énergétiques (les usines de sables bitumineux et l'exploitation des gisements de la mer de Beaufort, entre autres), qu'il considérait comme un élément indispensable de la reprise économique au cours du reste des années 80. Cette orientation reposait, bien sûr, sur la projection d'une hausse ininterrompue du prix mondial du pétrole, en valeur réelle, car on n'avait pas prévu la baisse qui s'est produite par la suite.

À la recherche de la sécurité énergétique

La notion de l'autonomie énergétique que nous ont léguée les années 70, mérite une attention toute particulière. L'objectif de l'autonomie (ou « autosuffisance ») visait d'abord le pétrole, mais on l'élargissait souvent à d'autres ressources énergétiques. Quelque expression qu'on lui donne, cet objectif est difficile à définir. À compter de 1973, le gouvernement fédéral s'inquiétait de plus en plus du fait que les importations de brut à l'est du pays dépassaient les exportations à l'ouest, ce qui entraînait un transfert croissant de revenus vers les pays exportateurs. Bien que le Canada ait, depuis 1973 et même avant, conservé sa position excédentaire à l'égard des échanges de tous les produits énergétiques pris ensemble, ce n'est que récemment qu'il est redevenu un exportateur net de pétrole, suite à la baisse de la demande intérieure.

En 1976, le gouvernement fédéral proposait un objectif d'autonomie énergétique pour le Canada[4]. Il voulait mesurer la réalisation de cet objectif en fonction du degré d'autonomie que le pays pourrait atteindre à l'égard des importations de pétrole en provenance de sources potentiellement instables. Il estimait que le Canada pourrait devenir moins exposé aux interruptions d'approvisionnement en réduisant ses importations le plus possible, compte tenu de ses principaux objectifs économiques, environnementaux et sociaux. Il pourrait aussi se prémunir contre de telles interruptions en adoptant des mesures d'urgence qui en minimiseraient les contrecoups économiques et sociaux.

Comme les exportations de pétrole continuaient de baisser vers la fin des années 70, tandis que les importations nettes augmentaient, on en vint à croire que le Canada devait assurer son autonomie énergétique en produisant assez de pétrole pour satisfaire à tous ses besoins. Le PEN proposa que cet objectif soit atteint d'ici 1990.

On comprend facilement que l'Alberta, dont les ressources dépassent les besoins en énergie, souhaite que la politique fédérale comprenne un volet d'autonomie pétrolière. Toutefois, d'autres provinces ont également appuyé cet objectif vigoureusement. Si une crise mondiale majeure mettait le Canada dans l'impossibilité d'importer du pétrole, son économie pourrait en souffrir gravement et il pourrait se voir forcé, dans le cadre d'un plan de rationnement et de contingentement des stocks d'urgence, de répartir la production canadienne de pétrole plus largement entre les régions du pays, de même que de la partager avec d'autres pays.

Le gouvernement de l'Ontario, pour sa part, a entrepris de contribuer à l'accroissement des stocks de pétrole au Canada en appuyant financièrement la société Syncrude, puis Suncor, et en participant à la prospection de pétrole et de gaz naturel dans les régions éloignées grâce aux placements de l'Ontario Energy Corporation dans la Trillium Exploration Corporation. Malgré le caractère « mou » du marché mondial du pétrole à l'heure actuelle et malgré les excédents de gaz naturel et d'électricité, l'Ontario

continue de croire que le Canada ne devrait pas, à long terme, compter sur les importations pour assurer la sécurité de ses approvisionnements pétroliers.

Le gouvernement ontarien s'est fixé pour objectif de hausser de 26 % en 1980 à 37,5 % en 1995 la proportion de l'énergie tirée des ressources de la province. Cela exigerait qu'on réduise l'énergie consommée par unité de production dans tous les secteurs de l'économie et qu'on ramène à 10 % la part du pétrole dans la consommation d'énergie des secteurs résidentiel, commercial et industriel d'ici 1990 (ce qui est également un objectif du PEN). L'électricité occupe une place prépondérante dans les projets de l'Ontario, qui souhaite en outre accroître d'ici 1995, dans une mesure de 2 à 5 %, la part de l'énergie provenant de sources renouvelables et de la biomasse.

Les préoccupations de l'Ontario à l'égard de la sécurité de son approvisionnement en électricité remontent bien avant le choc pétrolier de 1973. Divers facteurs ont amené le gouvernement de Queen's Park à s'intéresser au nucléaire : l'absence de nouveaux sites hydrauliques éventuellement rentables, la dépendance envers le charbon américain et la possibilité de recourir à l'uranium pour mettre sur pied une industrie nucléaire. Plus récemment, l'Ontario a diversifié ses sources d'approvisionnement en charbon achetant celui des provinces de l'Ouest, dans le but de réduire sa dépendance à l'égard des producteurs américains.

Au Québec, l'autonomie énergétique est l'un des grands objectifs du gouvernement provincial. À l'origine, sa politique énergétique comprenait deux volets, qui ressortaient tous deux du Livre blanc de 1978 : réduire la consommation et doubler d'ici 1990 la part de l'énergie produite au Québec même. Toutefois, la conservation d'énergie n'a guère été mentionnée depuis un an ou deux. La politique d'autonomie énergétique visait à augmenter rapidement la proportion de l'énergie électrique et le gouvernement provincial avait fixé des hausses précises pour chaque secteur industriel. En même temps, il souhaitait également accroître rapidement la part du gaz naturel. L'accent qu'il met depuis quelque temps sur cette question permet de penser qu'il attache désormais moins d'importance à l'objectif de l'autonomie et davantage à celui de la sécurité des approvisionnements, auquel le Livre blanc de 1978 n'accordait qu'une place secondaire. Quoi qu'il en soit, le choix entre l'électricité et le gaz naturel et la restructuration de l'industrie du raffinage du pétrole constituent maintenant des facettes importantes de la politique québécoise en matière d'énergie.

Dans les provinces atlantiques, largement tributaires des importations de pétrole, la sécurité des approvisionnements est une préoccupation majeure. En Nouvelle-Écosse, le pétrole alimentant les centrales électriques a graduellement cédé la place au charbon, qui sera employé presque exclusivement dès la fin de 1984. Au Nouveau-Brunswick, l'usine nucléaire de Pointe-Lepreau a largement succédé aux centrales électriques alimentées au pétrole. En outre, les provinces atlantiques ont entrepris des programmes de conservation d'énergie qui, dans certains cas, complètent ceux du gouvernement fédéral; signalons, par exemple, le « programme d'emprunt pour la conservation domestique d'énergie » du Nouveau-Brunswick, en vertu duquel des prêts à intérêt peu élevé sont accordés aux propriétaires de maisons désireux d'économiser de l'énergie.

L'Île-du-Prince-Édouard, où les prix de l'électricité étaient déjà les plus élevés au pays en 1973, a été durement touchée par les chocs pétroliers en raison de sa dépendance à l'égard du pétrole importé pour la production de l'électricité. Cette province importe maintenant du Nouveau-Brunswick presque toute son électricité, dont une partie provient de centrales qu'elle détient en copropriété avec lui; le prix de cette électricité demeure cependant élevé. Il en va de même au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, où de nombreuses localités tirent leur électricité de centrales isolées, alimentées aux combustibles fossiles.

Bien que Terre-Neuve soit déjà assez bien dotée en centrales hydroélectriques, les autorités de Saint-Jean craignent d'avoir à recourir à des génératrices fonctionnant au pétrole pour l'expansion du réseau, à moins que l'électricité produite par les centrales du Labrador puisse être acheminée vers l'île. Le Québec refuse de céder à Terre-Neuve une plus grande partie de la production de Churchill Falls. Par ailleurs, le harnachement hydraulique du bas-Churchill ne serait rentable que si une partie de l'électricité produite pouvait être exportée hors de Terre-Neuve, ce qui exigerait l'accord du gouvernement québécois.

L'autonomie en électricité fait l'objet de vives préoccupations dans presque toutes les provinces. La plupart des gouvernements et des entreprises provinciales d'électricité préféreraient compter sur leurs propres ressources et leurs propres installations, même s'ils devaient, à cette fin, payer un prix plus élevé. Et lorsque, dans le passé, une province décidait d'acheter auprès d'une autre d'importantes quantités d'électricité, comme l'a fait le Québec à l'égard de la production de Churchill Falls, ces transactions ont fait l'objet de contrats fermes à long terme.

Étant donné le caractère d'incertitude de la demande future et les longs délais qu'exige la construction des centrales, toutes les entreprises publiques d'électricité désirent posséder des réserves suffisantes pour faire face aux imprévus. Il leur répugne, ainsi qu'aux gouvernements dont elles relèvent, de dépendre de la capacité de production des provinces voisines. Tous

craignent de devoir rationner les approvisionnements en période de pointe à cause d'une capacité insuffisante, et cette question a engendré des débats quant au niveau approprié des réserves que ces entreprises d'électricité devraient détenir.

Pour ce qui est du gouvernement fédéral, la quête de la sécurité énergétique a entraîné l'adoption d'un certain nombre de programmes de conservation et de remplacement du pétrole pour les ménages et les entreprises, l'octroi de subventions propres à intensifier les activités d'exploration, des mesures de « canadianisation » et l'attribution de rôles spéciaux à Petro-Canada et à d'autres sociétés d'État. Du fait qu'il limitait la hausse du prix intérieur du pétrole, le gouvernement a dû mettre en place un nombre important de subventions coûteuses. Le PEN visait, entre autres, à réduire à 10 %, au plus, la part du pétrole dans la consommation globale d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel de toutes les provinces.

Le gouvernement fédéral a également appliqué les mesures décrites dans le PEN pour accroître l'utilisation du gaz naturel. En plus d'établir le prix du gaz naturel à 65 % du prix du pétrole, il accorde des subventions aux termes du programme d'expansion des réseaux de distribution pour financer le coût du prolongement des gazoducs vers de nouvelles régions de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario et du Québec. Dans cette dernière province, il a, aux termes d'un programme spécial, entrepris de fournir jusqu'à 500 millions de dollars pour financer la construction de canalisations latérales, ainsi que leurs coûts de fonctionnement et d'entretien pendant cinq ans. Ces mesures sont entrées en vigueur après que le gouvernement du Québec eut accepté d'abolir sa taxe de vente sur le gaz naturel. Deux distributeurs québécois ont également reçu un appui financier considérable pour leur permettre de trouver rapidement de nouveaux marchés dans cette province, aux termes du programme d'aide à la commercialisation du gaz naturel. Ces deux programmes sont financés en partie à l'aide des paiements d'incitation à l'expansion des marchés, prévus dans l'entente de septembre 1981; ces sommes proviennent de contributions versées par les producteurs de l'Alberta à la condition que leurs ventes de gaz naturel augmentent. Le gouvernement fédéral pourrait se voir obligé d'accorder des crédits importants aux réseaux de distribution de gaz naturel des provinces maritimes, ainsi qu'en Colombie-Britannique pour le financement d'un gazoduc jusqu'à l'Île de Vancouver.

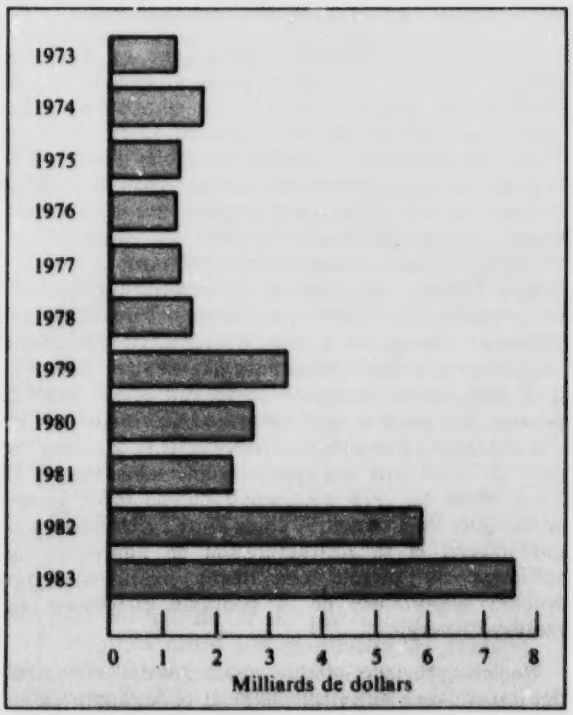
Le PEP est une mesure importante, qu'on doit à l'intérêt que porte le gouvernement fédéral à la sécurité des approvisionnements et à la canadianisation de l'industrie énergétique. Il remplace un programme de stimulants fiscaux qui fonctionnait par l'entremise du régime d'impôt sur le revenu des sociétés. Les subventions les plus importantes – qui peuvent atteindre jusqu'à 80 % des dépenses d'exploitation approuvées – sont destinées aux entreprises canadiennes faisant affaires dans les Terres du Canada. Si ce programme mène à une augmentation de la quantité des réserves prouvées de pétrole dans ces régions, non seulement contribuera-t-il à réduire l'ampleur du problème de l'insécurité des approvisionnements, mais il accroîtra aussi le rôle d'Ottawa dans l'expansion de l'offre de pétrole. Le PEP est toutefois devenu très coûteux : les subventions versées atteignent environ 1,6 milliard de dollars par année. C'est pourquoi les autorités fédérales ont entrepris au début de 1984 de resserrer quelque peu leur contrôle sur ces dépenses.

Exportations et importations

La balance commerciale du Canada au titre de l'énergie s'est améliorée sensiblement depuis 1973, le solde positif étant passé de 1 à 8 milliards de dollars (graphique 3-1). Les exportations de gaz naturel, les

Graphique 3-1

Solde des échanges énergétiques du Canada, 1973-1983



SOURCE Données de Statistique Canada.

gaz de pétrole liquéfiés (GPL) compris, même si elles n'atteignent qu'un peu plus de 40 % des quantités autorisées, sont passées de 1 milliard à environ 4 milliards de dollars. Les exportations d'électricité, qui ont décuplé au cours de cette période, se chiffrent actuellement à environ 1,2 milliard[5]. Le reste des exportations nettes d'énergie en 1983 comprenait environ 2,2 milliards en produits raffinés du pétrole et du charbon et un solde net d'environ 200 millions pour le pétrole brut.

Les exportations d'énergie sont donc un atout important pour l'économie canadienne. En valeur nette, elles représentaient en 1983 plus de la moitié de la balance globale du Canada au titre des échanges de marchandises, qui atteignaient environ 15 milliards de dollars. Qui plus est, la balance est positive à l'égard de presque tous les produits énergétiques. Les perspectives commerciales de l'ensemble du secteur énergétique sont donc particulièrement favorables, en raison surtout des hausses de prix survenues depuis 1973, qui ont favorisé la mise en valeur des ressources du Canada et conféré par là un nouveau souffle au développement de son économie.

La sécurité de l'approvisionnement en pétrole demeure cependant une préoccupation de tous les instants. Au fil des ans, le solde commercial net du pétrole brut a fluctué beaucoup plus que celui des autres produits énergétiques. Il était, en 1981, déficitaire de quelque 5,4 milliards de dollars, alors qu'en 1983, pour la première fois depuis 1974, il est redevenu positif par un montant de 183 millions (tableau 3-1). Ces oscillations sont attribuables, entre autres facteurs, aussi bien à la politique d'exportation qu'aux effets de l'augmentation du prix mondial sur la valeur des importations. À l'heure actuelle, le Canada est un exportateur net de pétrole brut lourd, mais un importateur net de pétrole brut léger. Les soldes au titre de l'or noir pourraient s'infléchir dans un sens ou dans l'autre

Tableau 3-1

Commerce du Canada en produits énergétiques et assimilés[1], 1973-1983

En millions de dollars

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Exportations											
Pétrole brut	1 482	3 420	3 052	2 287	1 751	1 573	2 405	2 899	2 505	2 729	3 457
Produits raffinés du pétrole et produits du charbon[2]	477	930	1 132	1 120	1 300	1 528	2 721	3 258	3 789	3 807	4 129
Gaz naturel	351	494	1 092	1 616	2 028	2 190	2 889	3 984	4 370	4 755	3 958
Électricité	109	175	104	162	377	479	729	773	1 123	1 120	1 228
Minerais radioactif	64	51	47	57	75	207	379	231	179	359	63
Total	2 483	5 070	5 427	5 252	5 532	5 977	9 122	11 145	11 966	12 769	12 835
Importations											
Pétrole brut	941	2 646	3 304	3 273	3 243	3 466	4 497	6 919	7 861	4 979	3 274
Produits raffinés du pétrole et produits du charbon[2]	375	676	852	769	922	1 013	1 260	1 499	1 715	1 794	1 887
Gaz naturel	8	6	8	9	—	—	—	—	1	1	—
Électricité	6	5	13	9	15	2	1	3	6	5	2
Minerais radioactifs[3]	x	x	x	—	70	12	73	67	131	127	112
Total	1 331	3 333	4 176	4 060	4 250	4 494	5 831	8 489	9 715	6 906	5 276
Soldes											
Pétrole brut	541	774	-252	-986	-1 493	-1 894	-2 093	-4 020	-5 356	-2 251	183
Produits raffinés du pétrole et produits du charbon[2]	102	254	280	351	378	515	1 461	1 759	2 074	2 013	2 241
Gaz naturel	343	488	1 084	1 608	2 028	2 190	2 889	3 984	4 369	4 754	3 958
Électricité	103	169	92	153	362	477	728	770	1 117	1 114	1 226
Minerais radioactifs[3]	64	51	47	67	5	195	306	154	48	232	-49
Total	1 153	1 737	1 251	1 192	1 281	1 484	3 291	2 656	2 252	5 863	7 559

1 Base douanière.

2 Y compris le charbon et les autres substances bitumineuses brutes, le mazout, les huiles lubrifiantes, le coke des hydrocarbures et du charbon, et les autres produits des hydrocarbures et du charbon.

3 Les chiffres relatifs aux importations de 1973 à 1975 sont confidentiels, mais on estime qu'ils sont négligeables.

SOURCE Données de Statistique Canada et de la base de données de CANDIDE.

à l'avenir et les approvisionnements pétroliers demeureront un facteur déterminant à l'égard de la sécurité énergétique du Canada en raison de la politisation et de l'instabilité de la situation et des prix mondiaux du pétrole.

Le marché mondial du pétrole

Le spectre des pénuries de pétrole et des flambées des prix a dominé, au cours d'une bonne partie de la dernière décennie, les débats relatifs à la politique énergétique. Quelles sont les perspectives du marché mondial du pétrole au cours des années à venir ? Si le risque d'une interruption des approvisionnements et d'une hausse prononcée des prix n'a pas disparu, il faut bien dire, cependant, que la conjoncture des années 80 est très différente de celle des années 70.

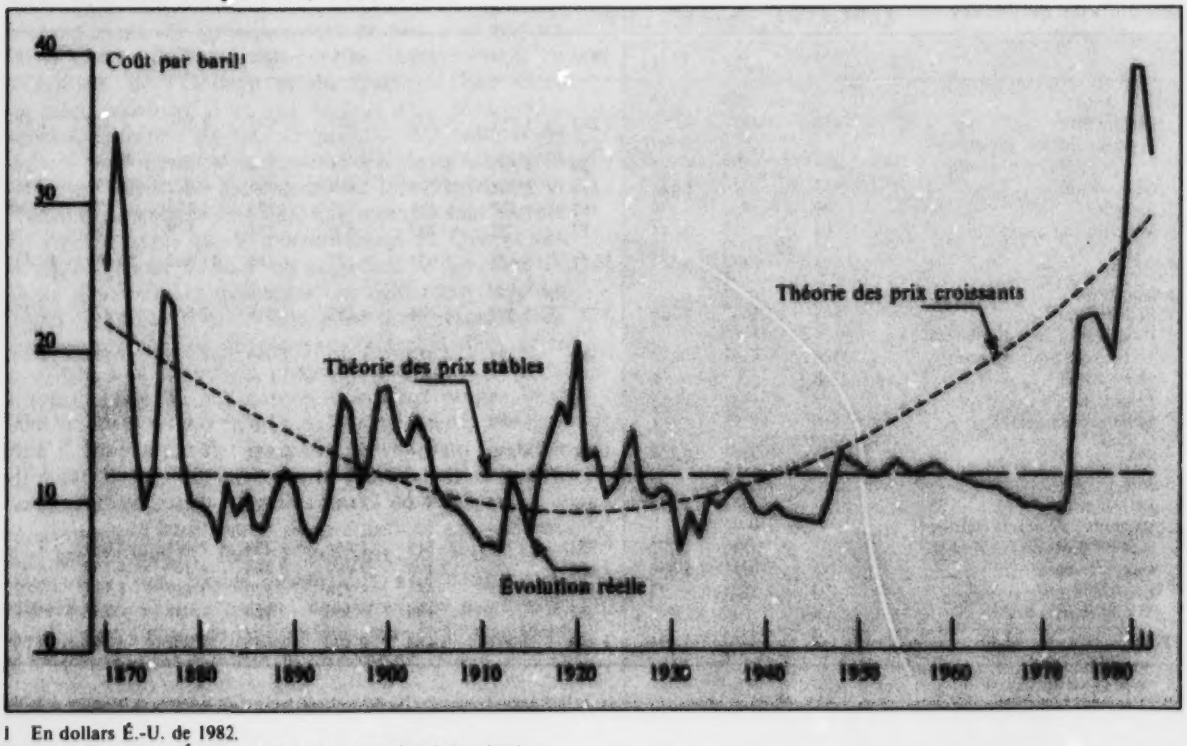
Un certain nombre de points saillants se dégagent d'un examen de l'évolution du prix du pétrole en longue période. Depuis environ un siècle, la production et le prix du pétrole sont totalement ou partiellement contrôlés par des accords de cartel : au début, par les sociétés pétrolières, par la Texas Railroad Commission après le début des années 30 et par l'OPEP depuis le début des années 70. De 1870 à 1945, les prix ont enregistré des fluctuations extrêmes, pour ensuite se stabiliser quelque peu.

De 1946 à 1972, le marché pétrolier a été caractérisé par une diminution de la prépondérance des États-Unis et par l'intensification de la production des pays du Moyen-Orient. Les prix ont augmenté vers la fin des années 40 pour ensuite baisser, en termes réels, jusqu'au début des années 70. Ils variaient très peu d'une année à l'autre, soit de seulement 4 %, en moyenne. De 1973 à aujourd'hui, cependant, le prix réel a quadruplé, mais depuis 1980 il diminue de 7 % par année, en moyenne.

Si l'on tente de prédire l'orientation future des prix pétroliers et de leur variabilité à partir de leur évolution passée, il est impossible de déterminer s'ils esquis-

Graphique 3-2

Prix mondial du pétrole, 1870-1982



1 En dollars É.-U. de 1982.
SOURCE Bourque, « Évolution du prix international du pétrole ».

sent une tendance à la hausse, comme le laisserait supposer l'hypothèse selon laquelle le monde verra bientôt ses ressources en or noir s'épuiser, ou une tendance à la stabilité, comme on pourrait le croire en raison de la baisse de la demande, de la perspective de nouvelles découvertes et de l'existence de produits de remplacement (graphique 3-2)[6].

Pour ce qui est de la variabilité des prix envisagée dans une perspective plus longue, elle semble avoir été exceptionnellement forte au cours des années 70. Un certain nombre de facteurs servent à expliquer l'évolution des prix au cours de la dernière décennie[7]. Le prix réel du pétrole ayant quadruplé au cours des années 70, il s'est produit une baisse de la consommation. Entre 1979 et 1982, la demande mondiale de pétrole a baissé de 4 % par année, réduction qui était entièrement le fait des pays industrialisés occidentaux et qui était sans doute causée, dans une proportion d'au moins la moitié, par un ralentissement de la croissance de l'économie mondiale. Toutefois, la hausse des prix du pétrole a également joué un rôle important à cet égard, puisque la réduction de la consommation est imputable, dans une proportion de plus de 40 %, aux mesures de conservation d'énergie et aux programmes de remplacement du pétrole. Les chocs pétroliers ont eu des effets à court et à long termes sur les prix, les premiers ayant été assez modestes, tandis que les seconds ont été beaucoup plus importants. Le choc pétrolier de 1973 a mis plusieurs années à faire sentir ses répercussions pleinement et celui de 1979-1980 fait encore sentir les siennes, bien que les prix aient baissé quelque peu dernièrement. Entre temps, la contribution du pétrole à la satisfaction des besoins en énergie des pays industrialisés est tombée de 51 % en 1973 à 44 % en 1981.

Il est peu probable que la demande mondiale de pétrole augmente de nouveau à un taux qui se rapprocherait du chiffre moyen de 7 % par année enregistré de 1963 à 1973; il est même peu probable que ce taux dépasse de beaucoup 1 ou 2 % par année. C'est pourquoi les pénuries mondiales prévues, il y a plusieurs années, pour les années 80 et, selon des projections plus récentes, pour les années 90 ne se produiront vraisemblablement pas.

Au-delà de ces questions, le problème de la structure des marchés et de l'emplacement des excédents pétroliers reste entier. On peut diviser le marché mondial de l'énergie en quatre groupes de pays : l'Amérique du Nord, l'Europe et le Japon; les pays moins développés et autres; les pays à économie dirigée; les pays membres de l'OPEP. Pour chaque pays ou groupe de pays, il existe une demande et une offre de pétrole précises; les balances énergétiques de ces pays constituent des importations nettes ou des exportations nettes sur le marché mondial du pétrole (tableau 3-2). Du fait qu'il contrôle les réserves excédentaires, le groupe des pays membres de l'OPEP décrète les prix de l'or noir, le pétrole le moins coûteux se trouvant au Moyen-Orient. Quant aux autres pays producteurs, tant ceux qui approvisionnent également le marché mondial, comme le Mexique, que ceux qui desservent surtout leur marché intérieur, comme le Royaume-Uni, les États-Unis et le Canada, ils articulent leurs prix sur ceux de l'OPEP.

Tableau 3-2

Offre et demande mondiales de pétrole, 1973 et 1984

En millions de barils par jour

	1973			1984		
	Demande	Offre	Solde[1]	Demande	Offre	Solde[1]
Amérique du Nord	19	13	6	18	12	6
Europe	14	—	14	12	4	8
Japon	5	—	5	5	—	5
Pays en développement	7	3	4	8	8	—
OPEP	2	31	+29	3	19[2]	+16
Pays à économie planifiée	10	11	+1	13	15	+2
Autres	1	—	1	1	2	+1
Total	58	58	—	60	60	—

1 Un solde négatif correspond à des importations nettes, tandis qu'un solde positif correspond à des exportations nettes. On n'a pas tenu compte des variations des inventaires.

2 La capacité productive soutenable de l'OPEP est de beaucoup supérieure à ce chiffre, se situant probablement à 30 millions de barils par jour.

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

La demande mondiale nette de pétrole produit par l'OPEP baisse depuis quelques années. Cette décélération de la consommation et l'accroissement de la production de certains pays non membres du cartel se sont conjugués pour ramener la part de ce dernier dans la production mondiale de 53 % en 1973 à 32 % en 1984. Si l'on exclut des calculs les pays à économie dirigée, la part de l'OPEP passe de 66 à 42 % au cours de cette période. Toutefois, compte tenu du fait que l'OPEP occupe une place prépondérante à l'égard des réserves prouvées de pétrole, on ne saurait exclure la possibilité que sa part de la production mondiale augmente de nouveau.

Que les accords de cartel actuels soient maintenus ou non à l'avenir, la stabilité des prix pétroliers exige qu'une partie des excédents soit soustraite aux transactions courantes sur le marché mondial. Actuellement, l'excédent de capacité semble représenter entre 20 et 25 % de la demande mondiale globale, l'Arabie Saoudite et le Koweit occupant ici une place de premier plan en raison de l'ampleur de leurs réserves prouvées et de leurs capacités de production considérables. Une réduction de l'excédent de ces pays pourrait fort bien entraîner une autre escalade des prix. Celle-ci prendrait vraisemblablement la forme d'une série de sauts brusques plutôt que d'une hausse graduelle. On peut supposer, en effet, que les producteurs de l'OPEP – l'Arabie Saoudite, le Koweit, le Qatar et les Émirats arabes unis, par exemple – tireraient profit des mouvements à la hausse des prix au comptant, comme ils l'ont fait dans le passé, en réduisant leur production afin de pouvoir exiger un prix plus élevé pour leurs contrats de vente à long terme.

Ce mouvement d'engrenage est renforcé par la tendance des pays consommateurs à accroître leurs inventaires de pétrole en période d'incertitude[8]. L'acquisition de stocks supplémentaires mène à une hausse de la demande sur le marché mondial, ce qui entraîne une nouvelle augmentation des prix au comptant. Le directeur de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a fortement conseillé aux pays importateurs de pétrole d'utiliser leurs réserves dans un cas semblable pour éliminer la possibilité que de légères perturbations de l'offre causent une escalade des prix[9].

Le Canada s'est joint à 20 autres grands pays industriels consommateurs de pétrole pour former l'AIE en novembre 1974, dans le but de réduire le risque de nouveaux chocs pétroliers et d'améliorer sa capacité de réaction s'il survenait un nouveau choc. L'Agence met sur pied des programmes de coopération visant à réduire la dépendance envers le pétrole par divers moyens, tels la conservation, la mise en valeur d'énergies de remplacement et des projets de recherche appliquée dans le domaine de l'énergie. Elle s'efforce en outre d'encourager la collaboration entre pays producteurs et consommateurs afin d'assurer la stabilité des échanges pétroliers.

Le plan d'urgence de l'AIE peut être mis en œuvre lorsqu'un pays membre ou l'une de ses régions, ou encore plusieurs membres de l'Agence, connaissent une réduction d'au moins 7 % des approvisionnements globaux. Les trois principaux instruments d'application de ce plan consistent à restreindre la demande, à recourir aux stocks d'urgence, qui doivent en tout temps être maintenus à l'équivalent d'au moins 90 jours d'importations nettes, et à partager les approvisionnements disponibles. En vertu de ce plan, tous les pays doivent céder des proportions égales de leurs stocks globaux. Un pays comme le Canada, relativement moins tributaire des importations, subirait donc une plus forte réduction par rapport à ses importations. Le plan permet d'utiliser les stocks en sus du minimum requis au lieu de réduire la demande. La production de pétrole « en réserve » excédant la quantité normale peut également être ajoutée aux stocks d'urgence.

Les États-Unis, de même que les autres pays qui dépendent davantage que le Canada du pétrole étranger, ont constitué des réserves stratégiques qui s'ajoutent à celles qui sont engagées aux termes du plan d'urgence de l'AIE. Ces réserves contribuent présentement à la stabilité des prix pétroliers. Jusqu'à ce jour, le Canada n'a pas retenu cette solution, car les inventaires de pétrole brut et de produits pétroliers détenus par l'industrie correspondaient en 1983 à environ 100 jours de consommation. Comme la marge requise pour le maintien du système d'approvisionnement est de 50 à 60 jours de consommation, le Canada possédait donc environ 45 jours de stocks excédentaires à ce moment-là, ce qui équivalait à plus de 200 jours d'importations. Certains se demandent cependant dans quelle mesure on pourrait compter sur ces stocks de l'industrie en cas de crise.

Le Canada a également diminué les risques d'interruption des approvisionnements en diversifiant ses sources de pétrole brut. Les importations ne représentaient que 17 % de la demande nationale en 1983 et seulement un cinquième, environ, de ces importations provenaient du Moyen-Orient. En 1973, les chiffres correspondants étaient de 50 et près de 40 %, respectivement. Des contrats à long terme ont également été conclus avec le Mexique et le Vénézuela par l'entremise de Petro-Canada.

Tout compte fait, on est en droit de penser que le jeu des forces du marché et la mise en œuvre de mesures politiques visant à faire contrepoids aux effets des décisions de l'OPEP devraient se conjuguer pour réduire le risque de nouveaux chocs pétroliers à l'avenir. Il n'en reste pas moins que les facteurs d'instabilité des prix existent toujours. Le cartel pétrolier est intact et les réserves mondiales de pétrole

restent concentrées au Moyen-Orient, où l'instabilité politique est endémique. C'est pourquoi il continuera d'être difficile, sinon impossible, de prédire l'évolution future des prix mondiaux du pétrole.

Au cours des 20 prochaines années, la tendance à long terme des prix sera à la hausse ou à la baisse et de nouveaux chocs pétroliers pourront se produire à court terme. Il nous semble cependant qu'on ne saurait élaborer une politique énergétique rationnelle en postulant que les cours réels suivront une tendance à la hausse, car c'est l'*instabilité* des prix pétroliers qui est le problème majeur. Aussi le seul principe raisonnable pour la prévision consiste-t-il à tenir compte à la fois des tendances et des chocs à la hausse et à la baisse, le point de référence étant le maintien des prix réels à un niveau constant. Il faut cependant que la politique soit assez robuste pour résister à divers scénarios de prix.

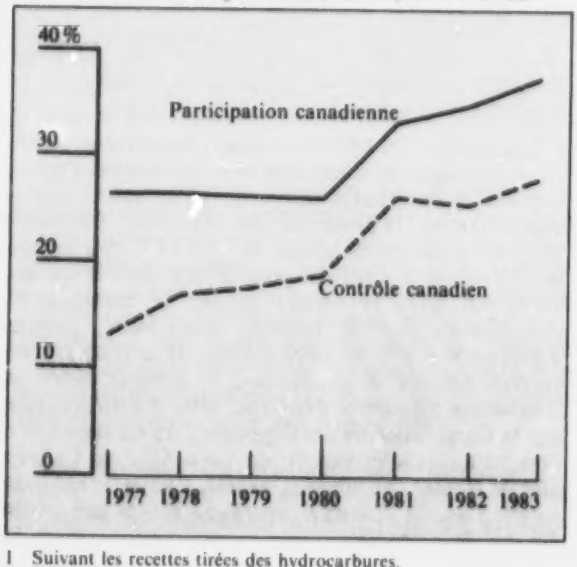
Le contrôle financier de l'industrie

Le souci de garantir la sécurité énergétique du Canada était étroitement lié au désir du gouvernement fédéral de « donner aux Canadiens une plus grande possibilité de participation au secteur de l'énergie, tant directement que par les retombées associées à l'essor rapide de ce secteur[10] ». L'industrie canadienne du pétrole et du gaz, en effet, est en grande partie contrôlée par des intérêts étrangers (graphique 3-3)[11]. Cette situation ne manque pas de préoccuper les autorités politiques canadiennes, surtout depuis le milieu des années 70. L'industrie des hydrocarbures est devenue un exportateur net de capitaux depuis 1974, les sorties de fonds ayant dépassé les entrées de quelque 3,7 milliards de dollars entre 1975 et 1979[12], et ce phénomène a eu tendance à s'intensifier depuis 1980 (tableau 3-3). Par ailleurs, on considérait que le contrôle financier de l'industrie énergétique par des étrangers limitait la participation des Canadiens à la mise en valeur de leurs ressources, parce qu'une plus grande part des activités de recherche appliquée, du recrutement des gestionnaires et de l'achat de biens et services avait tendance à se faire à l'extérieur du Canada. Enfin, cette situation posait également des problèmes stratégiques, du fait que la détermination des priorités et des projets d'investissement par les propriétaires étrangers pouvait entrer en conflit avec les intérêts du Canada, surtout en période de crise.

Avant le PEN, c'est essentiellement Petro-Canada qui arborait la bannière de la canadianisation. Créée en 1975, cette société visait plusieurs objectifs à la fois. Petro-Canada devait servir de « fenêtre » sur l'industrie et acquérir une meilleure connaissance des ressources du Canada. Son mandat lui enjoignait également de jouer le rôle de catalyseur dans la prospection et la mise en valeur des ressources énergétiques dans les régions éloignées et d'encourager la participation de

Graphique 3-3

Participation financière à l'industrie canadienne des hydrocarbures[1], 1977-1983



1 Suivant les recettes tirées des hydrocarbures.
SOURCE Données de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier.

Tableau 3-3

Flux internationaux de capitaux reliés aux investissements à long terme de l'industrie canadienne des hydrocarbures, 1980-1982[1]

En millions de dollars

	1980	1981	1982
Intérêts	45	210	470
Dividendes	457	530	570
Paiements pour services commerciaux	131	200	150
Transactions[2]	+223	4 340	+860
Total	410	5 280	320

1 Un signe négatif correspond à des sorties nettes, tandis qu'un signe positif correspond à des entrées nettes. Les chiffres du tableau n'indiquent que les flux directs au sein du secteur énergétique et ne comprennent pas les transferts par d'autres secteurs, tel celui des institutions financières.
2 Comprend notamment les investissements d'une société dans ses filiales à l'étranger.
SOURCE Données de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier.

petites compagnies à des projets de longue durée et à coefficient de capital élevé. Petro-Canada a hérité des parts du gouvernement fédéral dans le consortium Panarctic, qui avait antérieurement été constitué pour prospecter le haut Arctique. La compagnie a aussi participé au projet Syncrude à titre de représentant du gouvernement fédéral. Dès 1980, les acquisitions de Petro-Canada lui permirent de participer aux activités de raffinage et de commercialisation et de devenir l'une des plus grandes compagnies de pétrole et de gaz au Canada.

Les gouvernements provinciaux étaient également conscients des avantages économiques et stratégiques de la participation à l'expansion du secteur énergétique. En 1954, déjà, le gouvernement de l'Alberta avait créé la société Alberta Gas Trunk Line (aujourd'hui NOVA). En 1974, il mit sur pied l'Alberta Energy Company, qui avait pour mission d'acheminer les investissements des citoyens de la province dans la mise en valeur des ressources énergétiques et de contribuer au développement économique. Des objectifs semblables ont motivé la création, en 1978, de la Saskatchewan Oil and Gas Corporation (Saskoil) par le gouvernement de la Saskatchewan. Le Québec a également pris des initiatives dans ce domaine, notamment par la création de la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP) en 1969.

C'est en partie grâce à la participation grandissante du secteur public que la présence canadienne dans l'industrie du pétrole et du gaz s'est accentuée au cours des années 70. De 1977 à 1980, la part des compagnies canadiennes dans les recettes globales de l'industrie est passée de 13 % à près de 19 %.

En 1980, dans le contexte de la hausse des prix de l'énergie et des bénéfices des sociétés d'hydrocarbures, le gouvernement fédéral a incorporé au PEN des mesures en vue d'accélérer la canadianisation du secteur pétrolier, particulièrement en ce qui concerne les activités dans les Terres du Canada. Du fait que les compagnies contrôlées par des intérêts étrangers détenaient la plupart des permis de prospection dans les régions éloignées, Ottawa craignait que la production de pétrole et de gaz des Terres du Canada ne soit éventuellement dominée par ces intérêts. Il craignait également qu'en période de hausse des prix, les sorties de capitaux ne s'accélèrent et que l'actif des compagnies étrangères n'augmente au point qu'il deviendrait progressivement impossible aux Canadiens d'en prendre le contrôle, ce qui rendrait permanent le problème de la propriété dans l'industrie. En outre, un sondage sur l'activité du secteur pétrolier en 1979 indiqua que les plus grandes compagnies étrangères de pétrole et de gaz étendaient graduellement leurs activités à des secteurs autres que celui de l'énergie[13].

Le PEN présentait trois objectifs reliés à la canadianisation : 1) faire en sorte que les Canadiens soient propriétaires d'au moins 50 % de la production de pétrole et de gaz d'ici 1990; 2) les encourager à prendre le contrôle d'un nombre important de grandes entreprises de pétrole et de gaz; 3) accroître rapidement la part du secteur du pétrole et du gaz appartenant au gouvernement fédéral.

Le PEN proposait divers moyens de parvenir à ces objectifs. Le régime du PEP devait favoriser les entreprises canadiennes en ajustant au « taux de propriété canadienne » le montant des subventions auxquelles elles étaient admissibles. Le gouvernement fédéral manifesta aussi son intention de se réserver une participation de 25 % aux droits pétroliers et gaziers dans les Terres du Canada au moment de la mise en œuvre des projets; cette participation devait s'exercer par l'intermédiaire de Petro-Canada ou d'une autre société d'État. En outre, une participation canadienne de 50 % était requise à l'égard de la production de pétrole ou de gaz dans les Terres du Canada et les entreprises devaient fournir la garantie que les Canadiens en tireraient des avantages substantiels.

Le PEN introduisit également le « prélèvement spécial de canadianisation » (PSC), mesure temporaire destinée à financer les acquisitions futures de grandes sociétés énergétiques par le gouvernement fédéral. Le produit de cet impôt, qui est appliqué depuis mai 1981 à toutes les ventes canadiennes de pétrole et de gaz, a d'abord servi à couvrir les coûts de l'achat de Petrofina par Petro-Canada au coût de 1,5 milliard de dollars.

Enfin, le PEN exprimait l'intention du gouvernement de surveiller étroitement les activités des compagnies étrangères par l'entremise de l'Agence d'examen de l'investissement étranger, afin de les dissuader d'acheter des entreprises énergétiques canadiennes ou d'étendre leurs opérations à d'autres secteurs.

Les mesures du PEN destinées à accroître le niveau de la participation financière canadienne dans l'industrie des hydrocarbures remportèrent un succès immédiat. En un an, la proportion des entreprises contrôlées par des Canadiens est passée de 19 à 25 % (sur la base des recettes). Il y eut des progrès tant dans le secteur privé que dans le secteur public, la participation canadienne dans ce dernier, notamment, passant d'environ 4 à 8 % de 1980 à 1981. Il se produisit un certain nombre d'acquisitions, y compris outre la transaction relative à Petrofina, celle d'Elf-Aquitaine par la Corporation de développement du Canada, qui a plus tard acquis les intérêts de Texas Gulf au Canada afin de former une nouvelle société, Canterra; enfin, la société Ontario Energy Corporation acheta une partie des intérêts de Suncor.

Les objectifs qu'avait fixés le gouvernement fédéral, ainsi que les autres démarches qu'il avait entreprises

pour accroître la participation canadienne à l'industrie pétrolière visaient à exercer un meilleur contrôle sur l'évolution du secteur énergétique. Ces mesures montrent également qu'Ottawa se préoccupait du fait que les entreprises canadiennes, ayant plus de difficulté à trouver des capitaux que les grandes sociétés pétrolières internationales, ne pouvaient rivaliser activement avec ces dernières pour la mise en valeur et la production des ressources énergétiques dans les régions éloignées et au fond des océans à moins que des politiques spéciales ne soient adoptées. C'est pour réaliser ces objectifs du PEN qu'on a mis en place toute une série d'arrangements complexes.

Les limites des accords actuels

Depuis quelques années, le gouvernement fédéral a révisé de fond en comble sa législation en matière d'énergie et il a conclu de nombreuses ententes avec les provinces. Aux termes de cette législation et de ces accords, on a mis sur pied un vaste éventail de programmes comportant des engagements pour plusieurs années. Toute modification à la politique actuelle exigerait donc qu'on tienne compte de l'échéancier de ces programmes.

La législation fédérale comprend la nouvelle Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, promulguée en mars 1982, ainsi que les huit autres textes de loi nécessaires à la mise en œuvre du PEN qui sont entrés en vigueur vers le milieu de la même année. Ces derniers portent sur des questions comme le pouvoir d'instaurer de nouvelles taxes et la proportion des dépenses admissibles au PEP, compte tenu de degrés précis de participation canadienne aux entreprises énergétiques. On a adopté de nouvelles mesures récemment, dont l'une, prise au début de 1984, permet d'utiliser le PSC à d'autres fins que le financement d'une participation accrue du gouvernement fédéral au secteur des hydrocarbures.

Grâce à la nouvelle législation, l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada a pu renégocier les accords de prospection en vigueur dans les Terres du Canada et en conclure de nouveaux. Dans le cas du plateau continental Scotian, ces accords sont régis par l'Office Canada-Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz sous-marins, qui a été créé par suite de l'entente conclue en mars 1982 par le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse. Les accords de prospection viendront à échéance au plus tard en 1990.

Les activités d'exploration étant étendues aux régions nordiques, il faudra également régler le problème des revendications territoriales des autochtones. En outre, en ce qui concerne les Terres du Canada, tant dans les régions nordiques qu'au large des côtes, il faudra entreprendre l'analyse des effets des projets de prospection sur l'environnement, un processus qui peut parfois être assez long et exiger des audiences publiques. Pour appuyer cette analyse, deux caisses renouvelables ont été créées en 1983 pour financer les études environnementales : une caisse pour le nord et une pour le sud, toutes deux financées par l'industrie pétrolière mais administrées par le gouvernement fédéral. Au début de 1984, Ottawa lançait également un « programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord », d'une durée de sept ans, qui préparera le terrain pour la production commerciale et le transport du pétrole et du gaz naturel provenant des régions nordiques. Aux premiers stades, on favorisera plutôt des projets expérimentaux circonscrits.

D'autres programmes faisant partie du PEN ont également un horizon assez long. Le mandat du « programme d'isolation thermique des résidences canadiennes » (PITRC) a été élargi en mars 1984 pour s'appliquer à toutes les demeures construites avant septembre 1977 et celui du « programme de construction de logements à haut rendement énergétique » a été prolongé d'une période additionnelle de sept ans en février 1984. Le « programme d'investissement dans les économies d'énergie dans l'Atlantique », lancé en 1981, et le « programme de démonstration des chauffe-eau solaires », qui a vu le jour en 1983, doivent tous deux durer cinq ans. ENERDEMO-Canada, un ensemble de projets expérimentaux portant sur des sources d'énergie de remplacement et sur la conservation d'énergie, couvre une période de cinq ans débutant en 1984.

Le gouvernement a également engagé des fonds dans des programmes de remplacement du pétrole couvrant plusieurs années. Le « programme de subventions à la conversion des véhicules au propane » a été lancé en 1981 et vise un objectif de 100 000 conversions au propane d'ici 1985. Le « programme de conversion des véhicules au gaz naturel comprimé », lancé en 1983, devrait se poursuivre jusqu'en 1987. Le « programme canadien de remplacement du pétrole » s'applique aux conversions des systèmes de chauffage des domiciles commencées avant la fin de 1990 et le « programme d'aide à la conversion industrielle » doit durer jusqu'en 1987. Le « programme d'énergie renouvelable dans l'industrie forestière », qui favorise l'utilisation des résidus du bois et des déchets municipaux, agricoles ou industriels, ainsi que de la tourbe et d'autres formes de combustibles tirés de la biomasse, a été lancé en 1978 et doit durer jusqu'en 1986.

En plus de ces engagements du gouvernement fédéral, il y a ceux qui font partie des accords conclus avec les provinces. Un certain nombre d'entre eux ont trait à la recherche appliquée. Par exemple, il y a l'entente quinquennale conclue avec la Saskatchewan en 1984, en vue de développer davantage et de mieux utiliser les ressources de cette province en combustibles fossiles en effectuant des recherches appliquées et en

mettant à l'épreuve de nouvelles techniques, la priorité revenant à la récupération et à l'utilisation du pétrole lourd.

Les accords conclus à l'automne de 1981 avec les provinces productrices de pétrole et de gaz naturel (qui ont été modifiés en 1983) ont une grande importance parce qu'ils portent sur l'établissement des prix et la taxation et qu'ils ont une incidence sur de nombreux aspects de la politique énergétique. L'accord initial de septembre 1981 entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta a permis d'établir un échéancier pour l'évolution des prix du pétrole et du gaz naturel jusqu'à la fin de 1986. Il fixe également les taux de taxation. Au cours de la première année suivant la signature de l'entente, on a réduit les taxes et les redevances. En 1983, l'entente a de nouveau été modifiée pour incorporer, dans la définition de pétrole nouveau, le pétrole dont la production avait débuté entre 1974 et 1980, qui pouvait dès lors se vendre au prix mondial. Cette révision permettait également de geler le prix du gaz naturel d'août 1983 à la fin de 1984. Les prix de l'ancien pétrole au point d'extraction ont également été gelés à 29,75 $ Can le baril au cours de cette période. En 1985, l'accord de 1981 entrera de nouveau en vigueur, à moins que d'autres ententes soient conclues.

En 1981, des protocoles similaires ont été signés avec la Saskatchewan et la Colombie-Britannique. Ils viendront également à échéance à la fin de 1986. L'entente de 1982 entre le gouvernement fédéral et celui de la Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières et gazières sous-marines renferme aussi des dispositions relatives aux prix et à la fiscalité, Ottawa devant fixer, après avoir consulté les autorités provinciales, le prix au point d'extraction. L'accord stipule également que la Nouvelle-Écosse touchera toutes les recettes de nature provinciale, ainsi que la TRPG fédérale, jusqu'à ce qu'elle atteigne un niveau déterminé de pouvoir fiscal et d'activité économique.

Le barème des prix administrés que le gouvernement fédéral applique actuellement au pétrole et au gaz naturel vendus sur le marché intérieur est résumé à l'appendice A. Ces dispositions complexes sont régies par les ententes conclues avec les provinces productrices de l'ouest. Les calculs véritables sont encore plus complexes que ne le révèlent les tableaux, du fait qu'ils incorporent des critères de qualité et un certain nombre d'autres facteurs qui n'apparaissent pas dans les tableaux.

Aux termes des accords de 1981, le prix du « nouveau » pétrole ne peut dépasser le cours mondial et il est à ce niveau depuis le début de 1982. Quant au prix de l'« ancien » pétrole au point d'extraction, il n'augmentera que si le prix mondial s'accroît. Si cela devait se produire, il ne pourra dépasser 75 % du prix mondial. Les dispositions régissant le prix du gaz naturel sont encore plus complexes.

Les répercussions de l'entente de 1981 avec l'Alberta sur les prix du gaz naturel montrent bien dans quelle mesure la politique énergétique s'est avérée incapable de résoudre certains problèmes fondamentaux. Dans le but de parvenir à un accord avec l'Alberta, le gouvernement fédéral a accepté que celle-ci fixe le prix à sa frontière, soit en amont du gazoduc TransCanada, alors qu'il fixerait le prix de gros à Toronto à 65 % de l'équivalent en pétrole. Il n'existe, à notre connaissance, aucun autre exemple d'une formule aussi curieuse, où le prix du gaz naturel est administré suivant des critères distincts aux deux extrémités du principal réseau de transmission. Les historiens s'émerveilleront sans doute de la complexité de ces accords et de la dextérité des négociateurs, mais ils y verront aussi l'origine du conflit politique entre Ottawa et Edmonton.

Les modalités qui régissent actuellement le prix du gaz naturel resteront en vigueur à court terme, parce que le gouvernement fédéral a abaissé la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz naturel, tandis que l'Alberta a accepté des majorations moins importantes que celles qui avaient été convenues dans le cadre de l'entente sur le prix à la frontière provinciale. En outre, Ottawa subventionne modestement les droits d'utilisation du gazoduc TransCanada au moyen du prélèvement du « programme d'aide aux transports ». Par ailleurs, l'Alberta puise également dans les rentrées nettes de ses producteurs pour financer le développement des marchés des provinces centrales dans le cadre du « programme des paiements d'incitation à l'expansion des marchés ». Ces remaniements et ces rajustements administrés demeureront possibles encore un certain temps, mais on ne pourra éluder indéfiniment le problème fondamental causé par le divorce entre le prix du gaz naturel et les conditions de l'offre et de la demande. On trouve à l'heure actuelle un excédent important de gaz naturel sur le marché et environ 11 000 puits demeurent inutilisés. Si l'on n'assouplit pas le régime de prix et que les forces du marché ne peuvent s'exercer librement, la situation ira de mal en pis.

Il faut signaler que les mêmes prix de gros, y compris le tarif du pipeline, s'appliquent à toute la zone de l'est, qui s'étend du sud-ouest de l'Ontario à la ville de Québec. (Le gouvernement fédéral a annoncé dans le PEN qu'il établirait les mêmes prix pour Halifax.) En vertu de l'entente complémentaire de juin 1983 avec l'Alberta, ces prix resteront en vigueur jusqu'à la fin de 1984. Pour ce qui est du gaz naturel exporté, il existe actuellement un régime à deux paliers : les volumes de base sont vendus au prix uniforme (à la frontière) de 4,40 $ É.-U. par million de

BTU, mais il existe un prix incitatif de 3,40 $ É.-U. pour des quantités additionnelles. Comme nous l'avons signalé plus haut, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il est disposé à accepter qu'à compter du 1er novembre 1984 les exportations soient vendues à des prix négociés entre les acheteurs et les vendeurs, pourvu que ces prix ne soient pas inférieurs aux prix à Toronto aux mêmes conditions et qu'ils fassent l'objet d'une recommandation de l'Office national de l'énergie suivant le critère de l'intérêt public.

Conclusions

Ce bref survol montre bien que la politique énergétique canadienne est polymorphe. Elle reflète l'influence de nombreux facteurs, y compris les ambiguïtés et le chevauchement des pouvoirs publics ayant juridiction sur l'industrie du pétrole et du gaz, la force centrifuge des disparités régionales, la grande diversité des intérêts provinciaux, le souci de stabiliser l'économie nationale et d'assurer le développement économique équilibré des régions, la recherche de la sécurité énergétique aux échelons provincial et national, l'instabilité des prix pétroliers mondiaux et la politisation des échanges internationaux, la mainmise des étrangers sur les sociétés pétrolières et gazières canadiennes et, enfin, le boulet que représentent les accords pétroliers actuels à l'égard de toute nouvelle modification des politiques. La politique énergétique doit tenir compte d'une foule de préoccupations politiques, sociales et régionales. S'il est vrai qu'elle doit être orientée vers la réalisation du potentiel économique du Canada, il est tout aussi évident qu'elle doit tenir compte de nombreux autres facteurs.

Par ailleurs, bien que l'électricité relève pour une bonne part de la compétence des provinces, la plupart de ces considérations, sinon toutes, doivent entrer en jeu dans la mise au point d'une politique satisfaisante dans ce domaine.

Ce survol montre également que l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel au Canada sont assujetties à une pléthore de programmes et d'accords rigides, mal adaptés au jeu des forces du marché. Il faut donc, en premier lieu, remplacer toute cette panoplie de règlements et de formules de prix par une stratégie visant à faciliter l'adaptation souple des prix à l'évolution des conditions du marché. Une telle démarche exige une consultation permanente à laquelle collaboreraient tous ceux qui concourent de près ou de loin à la politique des hydrocarbures - consommateurs, producteurs et pouvoirs publics.

Pour arriver à donner à cette stratégie la configuration appropriée, il faudra d'abord bien comprendre le potentiel économique propre à une politique qui encourage aussi bien l'efficience que l'esprit d'entreprise dans la mise en valeur des ressources pétrolières considérables du Canada.

4 L'approvisionnement pétrolier

Le pétrole est l'une des principales sources d'énergie du Canada. Non seulement l'or noir occupe-t-il une place de premier plan dans l'approvisionnement énergétique du pays, mais son prix a une influence déterminante sur ceux des autres formes d'énergie, tant au Canada que sur le marché mondial.

L'évolution des politiques pétrolières au Canada depuis une dizaine d'années a eu une incidence considérable sur l'approvisionnement en pétrole. Dans la perspective que nous adoptons dans ce rapport, la question centrale consiste à déterminer si ces politiques permettent au Canada de maximiser la performance de son économie grâce à la mise en valeur de ses ressources pétrolières.

Pour situer cette problématique dans son véritable contexte, il faut tout d'abord analyser un certain nombre de facteurs qui influent sur l'état actuel et futur du développement des hydrocarbures. Nous nous pencherons d'abord sur l'évolution de l'approvisionnement pétrolier depuis quelques décennies, puis nous examinerons les plus récentes projections pour l'avenir. Parmi les éléments qu'il convient d'étudier, il faut s'arrêter tout particulièrement aux principaux facteurs géologiques, technologiques et économiques qui influent sur tous les stades du ravitaillement en pétrole, c'est-à-dire l'exploration, l'aménagement (ou le « développement ») des sites et la production. Il importe de comprendre l'action de ces facteurs pour déterminer si le Canada produit autant de pétrole qu'il le devrait, économiquement parlant, compte tenu de la nature et des coûts de ses ressources et compte tenu de leur valeur, telle qu'établie par le prix international du pétrole.

Dans ce contexte, il faut se demander si, en modifiant la politique intérieure relative au pétrole, on pourrait amener l'industrie des hydrocarbures à en accroître l'offre. C'est pourquoi nous passons en revue dans ce chapitre un certain nombre d'aspects de la politique pétrolière, notamment les prix, les mesures d'incitation s'adressant à différentes sources de pétrole (dont les coûts de récupération diffèrent également) et la question générale de la perception de la rente économique par les gouvernements sous forme de redevances, de taxes et d'autres prélèvements.

Malgré l'incertitude qui entoure bon nombre de ces aspects de la question pétrolière, nos travaux nous amènent à conclure que l'approvisionnement est effectivement sensible aux modifications apportées à la politique; en d'autres termes, il est « élastique ». Nous examinons, dans les pages qui suivent, l'incidence de ce phénomène sur les sources actuelles et potentielles de pétrole au Canada. Nous sommes convaincus que si l'on modifiait la politique actuelle de façon à permettre au prix intérieur du pétrole de rejoindre le cours mondial et à établir des régimes d'imposition et d'incitations plus efficaces, il pourrait en résulter une augmentation marquée de la production canadienne suivant les critères de l'efficacité économique. Cette influence bénéfique s'étendrait à la production et à l'emploi dans l'ensemble de l'économie.

La situation en 1983

Le Canada a produit, en moyenne, près de 232 000 mètres cubes de pétrole par jour (m^3/j) en 1983 (tableau 4-1). Ce chiffre englobait du pétrole brut léger et lourd « classique » (ou « conventionnel »; voir l'encart sur la terminologie de l'approvisionnement pétrolier), du pétrole synthétique extrait des sables bitumineux de l'Athabasca, des condensats (pentanes et autres) et des huiles lourdes expérimentales. (Ces produits peuvent être regroupés sous l'étiquette « pétrole brut et équivalents » ou, tout simplement, « pétrole ».)

Tableau 4-1

Production et capacité estimative de production[1] de pétrole brut et de ses équivalents au Canada, 1983

En milliers de m^3/j

	Production	Capacité de production
Pétrole léger classique	154,8	165,1
Pétrole lourd classique	33,1	34,2
Pétrole synthétique	25,4	25,4
Condensats	14,5	14,5
Pétrole lourd expérimental	4,0	4,0
Total – pétrole brut et équivalents	231,7	242,5

1 Les chiffres relatifs à la production sont des données observées, tandis que ceux qui ont trait à la capacité de production sont des estimations.

SOURCE Données de l'Office national de l'énergie.

La totalité (ou presque) de cette production venait des provinces de l'Ouest. Il n'y a pas eu de production dans les régions éloignées (parfois dites « pionnières ») du Nord et au large des côtes. D'ailleurs, sauf pour le projet de Norman Wells dans les Territoires du Nord-Ouest, qui doit entrer en production en 1985, on n'en attend pas avant les années 90.

La production de pétrole léger classique en 1983 s'est faite essentiellement par récupération primaire et secondaire, mais il en est une proportion qui provient de la récupération tertiaire (parfois appelée « récupération assistée »). Quant à la production de brut lourd classique, elle a également été obtenue par récupération primaire et secondaire. On n'a pas « valorisé » ce pétrole lourd pour en faire du pétrole léger, car cette transformation exige d'énormes capitaux. L'Office national de l'énergie prévoit la mise en opération d'usines de valorisation du pétrole lourd pour 1988 et 1989, mais il semble douteux qu'elles entrent en production avant les années 90.

La production de pétrole synthétique (léger, pour la majeure partie) en 1983 venait des deux usines en exploitation dans la région de l'Athabasca, qui récupèrent et raffinent le bitume des sables pétrolifères exploitables à ciel ouvert. Il n'y a pas eu de production *in situ* de pétrole léger synthétique à partir des couches bitumineuses plus profondes. Les usines expérimentales d'extraction souterraine annoncées récemment (à Cold Lake et Wolf Lake) produiront un pétrole brut lourd destiné à des marchés spécifiques.

Environ 4 000 m^3/j de la production des pentanes et autres condensats en 1983 ont servi de diluant pour faciliter le transport du pétrole lourd dans les pipelines. (Les diluants sont généralement comptés avec le brut lourd, plutôt qu'avec le pétrole léger.)

La terminologie de l'approvisionnement en pétrole

Pétrole brut léger – Pétrole brut de faible densité – par exemple, inférieure à 900 kg/m^3.

Pétrole brut lourd – Pétrole brut de densité élevée – par exemple, supérieure à 900 kg/m^3.

Pétrole brut classique – Pétrole brut (léger et lourd) provenant de régions « classiques » (ou « non pionnières »), mais à l'exclusion des sables bitumineux, des condensats et du pétrole lourd expérimental.

Bitume – Mélange visqueux naturel, composé surtout d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes et qui n'est pas récupérable commercialement par un puits.

Pétrole synthétique – Pétrole brut produit par le traitement du bitume dans des installations de valorisation conçues pour en réduire la viscosité et la teneur en soufre.

Sables bitumineux – Gisement de sable, de grès ou d'autres roches sédimentaires, renfermant du bitume brut.

Condensats (« pentanes plus ») – Liquide composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds; généralement un sous-produit du traitement du gaz naturel.

Pétrole brut et équivalents – Terme qui désigne la somme du pétrole brut léger et lourd, du pétrole synthétique et des condensats.

Récupération primaire – Récupération au moyen des seuls procédés d'épuisement naturel; donne accès à environ 20 % du pétrole en place.

Récupération secondaire – Effectuée par des moyens de maintien de la pression, tels que l'injection d'eau ou de gaz; donne accès à environ 15 % ou plus des réserves.

Récupération tertiaire – Effectuée à l'aide de procédés autres que la récupération primaire ou secondaire – par exemple, par l'injection de solvants miscibles qui se mêleront facilement au pétrole résiduaire et permettront de l'extraire des roches poreuses; accroît la récupération globale d'environ 10 ou 20 %.

Récupération assistée – Se dit généralement de la somme de la récupération secondaire et tertiaire. Dans le présent rapport, cependant, se dit surtout de la récupération par injection de solvants miscibles.

Récupération par injection de solvants – Récupération additionnelle de pétrole brut par l'injection dans un réservoir de fluides miscibles – généralement des liquides du gaz naturel – soit après l'injection d'eau ou de gaz, soit au lieu de cette méthode.

Récupération « in situ » – Récupération du bitume brut des sables bitumineux autrement que par l'extraction à ciel ouvert.

Capacité de production – Taux estimatif auquel on peut produire du pétrole brut à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans aucune contrainte posée par la demande, mais compte tenu des caractéristiques du réservoir, des considérations économiques, de la réglementation, de la possibilité d'effectuer des forages intercalaires, de la disponibilité d'installations de traitement et des possibilités de pertes attribuables aux pannes mécaniques.

D'après l'ONE, *Offre et demande, 1983-2005*.

Tableau 4-2

Commerce du pétrole brut et de ses équivalents, Canada, 1983

En milliers de m^3/j

	Exportations	Importations	Exportations nettes
Pétrole léger	9,5	23,2	13,7
Pétrole lourd	31,7	11,4	20,3
Total[1]	41,1	34,6	6,5

1 À l'exclusion des échanges de pétrole brut avec les États-Unis, qui se chiffraient à 4 700 m^3 j en 1983. Les produits du raffinage du pétrole sont également exclus; en 1983, le Canada en a exporté environ 12 000 m^3 j.

SOURCE Données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources

Enfin, la production de pétrole lourd expérimental s'est faite principalement par récupération tertiaire à l'aide de méthodes thermiques, c'est-à-dire de techniques autres que l'injection de gaz miscibles, procédé plus fréquemment utilisé.

La production globale en 1983 était inférieure à la capacité estimative (tableau 4-1). En raison d'un ralentissement sur les marchés intérieurs, des installations d'extraction du brut classique sont restées inutilisées durant les premiers mois de l'année, ce qui a amené l'ONE à autoriser la vente à l'étranger d'une quantité supplémentaire d'environ 4 millions de m^3 de pétrole léger au cours de l'année[1].

Pour la première fois depuis 1974, le Canada a été exportateur net de brut en 1983 (tableau 4-2), l'excédent commercial étant imputable au solde net des ventes d'huiles lourdes. Le Canada exporte la majeure partie de sa production de pétrole lourd parce qu'il n'a pas de raffineries ayant l'équipement nécessaire pour traiter ou valoriser ce produit. Par contre, il continue d'afficher un solde négatif au titre du pétrole léger. On a proposé l'aménagement d'usines de valorisation du pétrole lourd afin de mieux équilibrer l'offre et la demande globales, mais la rentabilité de ces projets reste à démontrer.

L'évolution de l'approvisionnement en pétrole

Même si l'on jugeait satisfaisante la situation actuelle quant à l'offre et à la demande de pétrole, l'approvisionnement à court terme est souvent un mauvais indicateur de la tendance longue. La découverte de nouveaux gisements suscite souvent un optimisme excessif, tandis que l'absence de découvertes au cours d'une période donnée provoque un pessimisme indu. Au-delà des hauts et des bas qui ont caractérisé le processus de découverte par le passé, la mise en valeur du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a été marquée, dans l'ensemble, par un excédent de capacité par rapport à la demande intérieure de pétrole. C'est pourquoi l'un des principaux éléments de la politique pétrolière avant 1973 consistait à favoriser les exportations vers les États-Unis.

Les origines de l'industrie pétrolière canadienne, à Petrolia (Ontario), coïncidèrent avec la naissance de l'industrie aux États-Unis, qui avait démarré en Pennsylvanie vers 1860. À cette époque, le Canada était un importateur net de pétrole américain. Le potentiel pétrolier de l'Alberta fut cependant reconnu dès 1913, avec la découverte du gisement de Turner Valley. Ce n'est qu'après la découverte du champ de Leduc, en 1947, que l'Alberta devint une grande province exportatrice. Depuis lors, l'industrie canadienne du pétrole est devenue ce qu'elle est en passant

La terminologie des réserves

Réserves établies – Réserves de pétrole ou de gaz récupérables à l'aide des techniques actuellement disponibles et dans les conditions de rentabilité actuelles et prévues, spécifiquement prouvées par des forages, des essais ou la production, auxquelles s'ajoutent les réserves récupérables contiguës dont l'existence est assez certaine d'après les données géologiques, géophysiques et d'autres sources semblables.

Réserves établies initiales – Réserves établies avant déduction de toute production.

Réserves établies restantes – Réserves établies initiales moins la production cumulative.

Additions aux réserves ou « réserves homologuées » – Augmentations des réserves établies sur une certaine période, du fait de la découverte de nouveaux gisements, de la prolongation de gisements existants – par exemple, après récupération tertiaire – ou de révisions aux estimations antérieures des réserves.

Potentiel ultime – Estimation des réserves établies initiales qui auront été mises en valeur dans une région lorsqu'aura cessé toute activité d'exploration et de mise en valeur, compte tenu des caractéristiques géologiques de la région et des facteurs économiques et technologiques prévus. Le potentiel ultime est la somme des « réserves initiales établies » et des « additions » futures estimatives.

D'après l'ONE, *Offre et demande, 1983-2005*.

Configuration géologique et ressources pétrolières et gazières

Le Canada est riche en ressources naturelles, notamment en pétrole et en gaz naturel, en raison de la complexité et de la diversité géologiques de sa masse terrestre et de ses frontières continentales sous-marines. Trois grands ensembles forment le substrat géologique du Canada. Les formations rocheuses les plus complexes et les plus anciennes sont exposées dans les vastes régions centrales du bouclier précambrien et se trouvent sous la région géologiquement stable appelée le craton. Le cratron était recouvert de mers peu profondes pendant une bonne partie de l'ère géologique et les sédiments déposés dans ces mers constituent aujourd'hui les bassins sédimentaires du Canada. L'habitat du pétrole et du gaz existe essentiellement dans la couverture sédimentaire du craton et ses marges. Les caractéristiques géologiques comme l'âge et la structure permettent la répartition des bassins sédimentaires en six grandes régions pétrolières – le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le bassin de la Cordillère, la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, les îles de l'Arctique, le large de la côte Est et les bassins paléozoïques de l'Est du Canada.

Historiquement, la source la plus importante d'hydrocarbures au Canada a été le bassin de l'Ouest. On y trouve près de 70 % de toutes les ressources pétrolières et gazières découvertes jusqu'à maintenant.

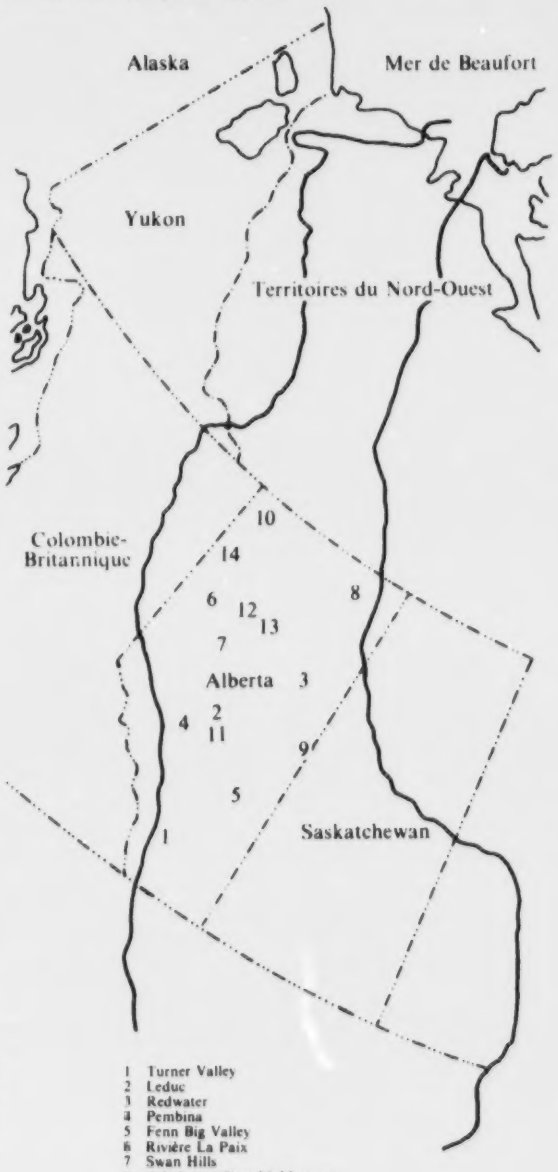
Les couches d'un bassin peuvent être divisées en ères et en périodes (ou « horizons »). On peut examiner l'approvisionnement en pétrole sous l'angle des bassins, des horizons ou de toute autre unité. Dans le présent rapport, nous faisons porter notre analyse sur les bassins, surtout le bassin de l'Ouest, la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, les îles de l'Arctique et le large de la côte Est. Dans l'examen de l'élasticité de l'approvisionnement en pétrole, nous avons également étudié des horizons spécifiques du bassin de l'Ouest pour avoir une évaluation plus détaillée du potentiel d'approvisionnement.

D'après Procter, Taylor et Wade, *Ressources en pétrole et gaz naturel du Canada*.

Les bassins sédimentaires du Canada

1 Bassin de l'Ouest
2 Bassin de la Cordillère
3 Mer de Beaufort et delta du Mackenzie
4 Îles de l'Arctique
5 Côte est
6 Bassins paléozoïques de l'Est

Bassin de l'Ouest : principaux sites pétroliers



1 Turner Valley
2 Leduc
3 Redwater
4 Pembina
5 Fenn Big Valley
6 Rivière La Paix
7 Swan Hills
8 Athabasca (Fort McMurray)
9 Lloyminster
10 Zama
11 Bonnie Glen
12 Nipisi
13 Mitsue
14 Rainbow

par différents cycles d'exploration, de développement et de production axés surtout sur les gisements classiques dans la partie sud du bassin de l'Ouest, notamment en Alberta et, dans une moindre mesure, en Saskatchewan; la Colombie-Britannique et le Manitoba ont également participé à cette production. À compter des années 60, la prospection a commencé dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, ainsi que dans les îles de l'Arctique et au large de la côte est.

Après la découverte du champ de Leduc, le mouvement d'exploration déboucha sur plusieurs autres découvertes importantes dans l'Ouest, à Redwater (1948), Fenn Big Valley (1950), Bonnie Glen (1951), Pembina (1953), Swan Hills (1957), Mitsue (1964), Nipisi (1965) et Rainbow (1965). La production progressait à un rythme atteignant parfois 40 % par année, passant de 3 400 m³/j en 1947 à 56 700 m³/j en 1955 (tableau 4-3). L'Alberta devint la première province productrice au Canada, avec environ 85 % de la production nationale au cours de la dernière décennie.

Au cours des années qui suivirent immédiatement la découverte du champ de Leduc, la production n'était pas réglementée. Dès 1950, cependant, on se trouvait en présence de réserves excédentaires appréciables, ce qui amena l'industrie à demander que l'Office de conservation du pétrole et du gaz instaure des mesures de contrôle. On introduisit cette année-là un régime destiné à moduler la production sur la demande. Aux termes de ce dispositif, la production autorisée pour chaque gisement est déterminée par la taille des réserves de chacun, en proportion de la taille de toutes les réserves; la production globale de l'industrie est déterminée par la demande du marché[2].

L'exploration se poursuivit au début des années 60, mais les découvertes étaient généralement peu nombreuses et de faible envergure. L'industrie commença à consacrer des ressources importantes à la détermination de la taille de grands réservoirs déjà découverts, afin de pouvoir les « homologuer » auprès des organismes provinciaux de réglementation. L'installation de nouveaux réseaux de transport – l'oléoduc Trans Mountain vers la Colombie-Britannique et l'État de Washington en 1953 et le prolongement du pipeline Interprovincial jusqu'à Toronto en 1957 – permit d'acheminer le brut de l'Alberta vers de nouveaux marchés. La production s'accrut au cours de cette période, atteignant 100 000 m³/j au début des années 60, mais cette progression était plus lente qu'au cours de la première décennie d'activité de l'industrie.

La Politique nationale du pétrole, adoptée en 1961, qui réservait aux producteurs de l'Ouest le marché canadien situé à l'ouest de la vallée de l'Outaouais et favorisait les exportations, intensifia le mouvement de production et de développement. En moins de 10 ans, la production doubla, pour atteindre 220 000 m³/j en 1970. Cette année-là, la moitié de la production canadienne était destinée aux marchés d'exportation, comparativement à environ 25 % au début des années 60.

Cette décennie fut aussi marquée par la décision audacieuse de la Sun Oil de se lancer dans la construction, en 1967, d'une usine d'extraction des sables bitumineux à Fort McMurray (Great Canadian Oil Sands, ou GCOS). Cette usine était la plus petite jugée rentable à l'époque. Au cours de ses trois premières années d'exploitation, elle produisit quelque 2,5 millions de m³ de brut synthétique. Elle démontra qu'on pouvait se servir des techniques d'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux, même si ces techniques n'étaient pas rentables à l'époque.

Tableau 4-3

Production canadienne de pétrole brut et de ses équivalents, par province, 1947-1982

En milliers de m³/j

	Territoires du Nord-Ouest	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Canada
1947	0,1		3,0	0,2		0,1	3,4
1950	0,1		12,0	0,5		0,1	12,7
1955	0,2	..	49,6	4,9	1,8	0,2	56,7
1960	0,2	0,7	58,5	22,6	2,1	0,4	84,6
1965	0,3	6,3	91,6	38,3	2,2	0,6	139,2
1970	0,4	11,5	167,3	39,1	2,6	0,5	221,4
1975	0,4	6,8	215,2	25,8	1,9	0,3	250,5
1980	0,4	5,9	209,3	25,6	1,5	0,3	243,1
1982	0,5	6,1	183,5	22,3	1,6	0,2	214,2

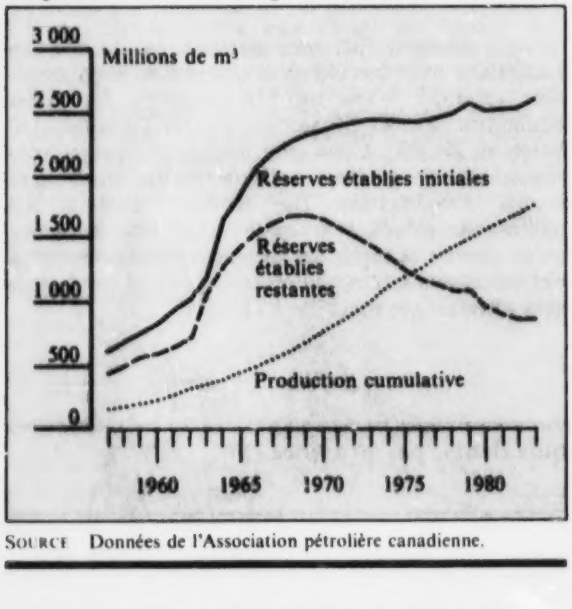
SOURCE Données de l'Association pétrolière du Canada.

Il y eut peu de découvertes importantes durant les années 60, sauf celles des affleurements de Keg River (1965) et de Zama (1967). Les grandes sociétés commencèrent à s'intéresser aux Terres du Canada (les terres administrées par le gouvernement fédéral dans les territoires et en mer) et cherchèrent à accroître la récupération du pétrole dans les réserves déjà établies. Aussi, les additions aux réserves établies au cours des années 60 furent-elles davantage le fait de la récupération tertiaire que de nouvelles découvertes.

Depuis 1970, les additions attribuables aux nouvelles découvertes, à la réévaluation des découvertes antérieures et à la récupération secondaire – mais abstraction faite de celles qui proviennent des sables bitumineux et des condensats – n'ont pas, la plupart du temps, suivi le rythme de la production. C'est pourquoi les « réserves établies restantes » de pétrole brut ont diminué de façon assez constante (graphique 4-1).

Graphique 4-1

Réserves établies et production cumulative de pétrole brut classique, Canada, 1957-1983



SOURCE Données de l'Association pétrolière canadienne.

L'augmentation des coûts de découverte dans les régions traditionnelles est l'un des facteurs qui ont influé sur l'intensité des activités d'exploration dans l'Ouest canadien depuis la fin des années 60 et au cours des années 70. Il ressort de l'examen des dépenses de l'industrie entre 1960 et 1979 que, malgré les fluctuations annuelles des prix de revient, il s'est produit une nette tendance à la hausse (graphique 4-2). Le coût « social » des réserves homologuées – c'est-à-dire l'ensemble des coûts assumés par l'industrie, à l'exclusion des prélèvements nets de l'État – est passé de 5 $/m³ au milieu des années 60 à une fourchette de 30 à 60 $/m³ à la fin des années 70. (Les coûts sont lissés sur des périodes de cinq ans et exprimés en dollars de 1983 par mètre cube de pétrole en terre³.) La hausse des coûts « privés », qui comprennent les sommes nettes versées à l'État, était du même ordre. Les augmentations se sont produites à l'égard de toutes les composantes des coûts – prospection géologique, forages d'exploration, loyer de l'argent, aménagement des sites et primes versées à l'État (graphique 4-2). C'est le coût des forages d'exploration qui a augmenté le plus rapidement (tableau 4-4), ce qui reflète le coût plus élevé des efforts requis pour découvrir de nouvelles réserves. Cette tendance à la hausse s'est cependant ralentie ces dernières années.

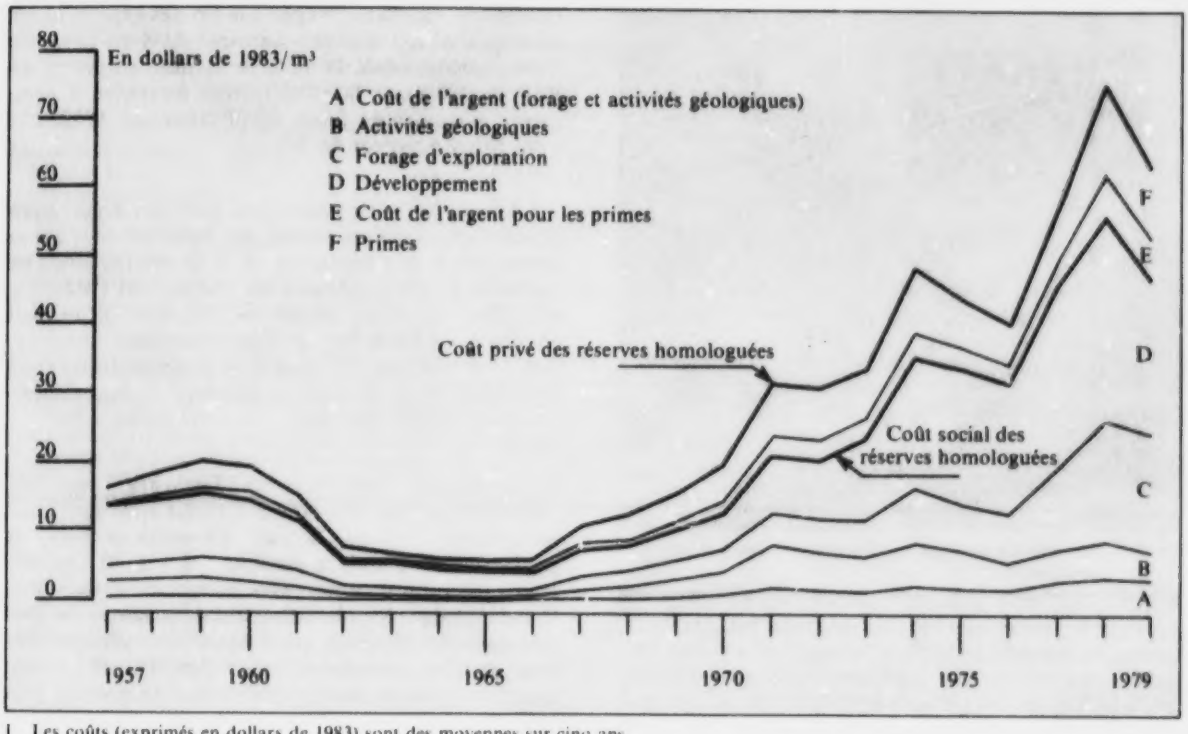
L'accroissement des coûts de découverte et les révisions apportées à la politique pétrolière ont diminué l'intérêt pour la recherche de l'or noir. Après 1974, par suite du maintien du prix canadien à un niveau inférieur au cours mondial et des révisions effectuées à l'égard de la politique des prix du gaz, notamment, il devint pour la première fois plus profitable de rechercher du gaz que du pétrole, et c'est dans ce sens que s'orientèrent les activités de prospection dans le bassin de l'Ouest au cours de la deuxième moitié des années 70. Du reste, la diminution du nombre de découvertes de brut classique, conjuguée à l'absence de mesures d'encouragement à l'exploration pétrolière, avait rendu les décideurs pessimistes quant aux possibilités d'établir de nouvelles réserves de pétrole classique au Canada. La politique favorisait l'approvisionnement en gaz alors même que la conjoncture, à la fin des années 70, appelait un accroissement des réserves de pétrole.

Non seulement la prospection pétrolière recula-t-elle au cours des années 70, mais la production accusa, elle aussi, une perte de vitesse. Elle atteignit un sommet en 1973 – 312 100 m³/j, dont plus de la moitié était exportée. La décision du gouvernement fédéral d'économiser le pétrole canadien en réduisant les exportations, tout en maintenant le prix intérieur en deçà du prix mondial, contribua à faire baisser de 30 % la production, qui chuta à 217 600 m³/j en 1982 (graphique 4-3).

La hausse du prix mondial du pétrole améliora les perspectives des projets d'extraction des sables bitumineux, mais la rentabilité de ces projets restait très incertaine. Après l'usine GCOS, un seul nouveau projet a été lancé avec la participation des provinces et du gouvernement fédéral, soit la grande usine de Syncrude à Fort McMurray en 1978, qui a fait passer la production de brut synthétique de 7 200 m³/j en 1977 à 19 100 m³/j en 1982. Une troisième usine, celle du mégaprojet d'Alsands, avait été proposée en 197

Graphique 4-2

Composantes des coûts des réserves homologuées de pétrole brut classique en Alberta, 1957-1979[1]



1 Les coûts (exprimés en dollars de 1983) sont des moyennes sur cinq ans.
SOURCE Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta ».

Tableau 4-4

Comparaison des composantes de coûts[1] pour les réserves homologuées de pétrole brut en terre en Alberta, 1960 et 1979

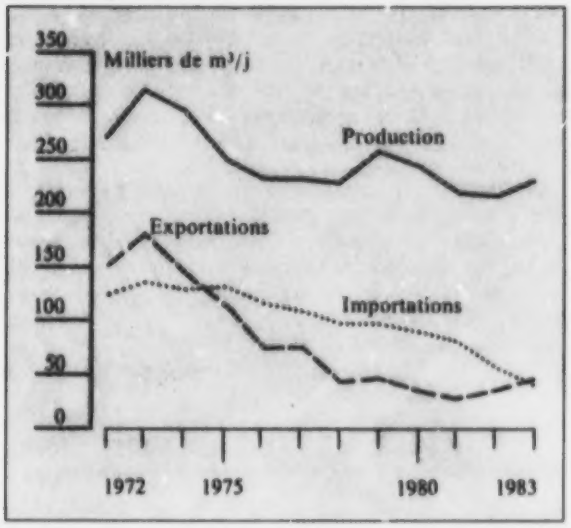
Moyenne mobile sur cinq ans

	Coûts en 1960		Coûts en 1979	
	Dollars/m³	Répartition (en %)	Dollars/m³	Répartition (en %)
Primes	4,01	20	10,84	17
Activités géologiques et géophysiques	2,29	12	3,58	6
Forage d'exploration	2,82	14	17,42	28
Forage de développement	8,90	46	22,42	35
Loyer de l'argent	1,52	8	8,98	14
Total	19,53	100,0	63,24	100,0

1 En dollars de 1983. Les coûts relatifs à chaque année ont été établis à partir de moyennes quinquennales pour montrer plus clairement leur tendance générale. Les fluctuations des coûts non actualisés de cette façon sont liées aux variations annuelles des taux de découvertes et de l'importance des réussites, et elles ont tendance à camoufler la hausse des coûts.
SOURCE Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta ».

Graphique 4-3

Production et commerce de pétrole brut et de ses équivalents, Canada, 1972-1983



SOURCE Données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

dans le but de produire 219 millions de m³ de brut synthétique sur une vie de 29 ans. Le consortium d'Alsands a cependant annoncé la suspension de ses travaux en avril 1982, après environ cinq années de planification.

Depuis la présentation du Programme énergétique national en octobre 1980 et la signature des ententes fédérales-provinciales en 1981, le niveau de l'activité dans l'industrie pétrolière a changé considérablement. Du fait que le prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) est fondé sur le prix mondial, il est redevenu plus rentable de forer pour du pétrole que pour du gaz, surtout compte tenu des excédents de gaz naturel qui sont apparus au Canada et aux États-Unis. Ces dernières années, c'est dans les Terres du Canada qu'a été dépensée la plus grande partie des fonds d'exploration, car les sociétés canadiennes y reçoivent des subventions, dans le cadre du programme d'encouragements pétroliers (PEP), qui peuvent atteindre 80 % des coûts de prospection.

Tout au long de son développement, l'industrie canadienne des hydrocarbures a été caractérisée par une structure financière très distincte. La participation, majoritaire ou non, des intérêts financiers étrangers y est particulièrement élevée, comparativement à ce qu'on constate dans d'autres industries du secteur énergétique. Au cours des années 60, le niveau du contrôle d'origine étrangère était d'environ 90 %, tandis que la participation étrangère se situait entre 75 et 80 %. Il s'est cependant produit une diminution sensible du contrôle étranger à la fin des années 70, de sorte qu'il n'était plus que d'environ 74 % en 1982. Ce n'est cependant qu'à la suite de la mise en œuvre du PEP en 1980 que la participation étrangère a commencé à reculer de façon significative; en 1982, elle avait baissé à environ 66 %[4].

L'activité pétrolière est le fait, pour une bonne part, de nombreuses petites entreprises indépendantes qui se consacrent à la prospection ou à la production. Des centaines de compagnies qu'on trouve dans l'industrie pétrolière, en effet, moins de 10 sont pleinement intégrées – c'est-à-dire qu'elles regroupent l'exploration, la production, le transport et la commercialisation du pétrole. Or, les principaux actionnaires des entreprises intégrées sont étrangers.

En résumé, l'évolution de l'industrie pétrolière canadienne depuis une décennie révèle trois tendances principales. D'abord, à peu d'exceptions près, la production de pétrole a diminué : il y a 10 ans, elle était supérieure d'un tiers à ce qu'elle est aujourd'hui. Deuxièmement, les réserves établies restantes de brut classique ont diminué parce que les additions aux réserves n'ont pas suivi la production. Troisièmement, la recherche et la découverte de pétrole coûtent plus cher.

Les perspectives d'avenir

Si la conjoncture et la politique pétrolière restent inchangées, on peut prévoir que ces tendances observées de l'approvisionnement, et notamment la diminution des réserves et de la production de pétrole classique, vont se maintenir au cours des années 80. Les prévisions les plus récentes de l'ONE indiquent que la production canadienne de brut léger ne répondra pas à la demande intérieure, sauf pour une courte période après le commencement prévu de la production dans les régions éloignées en 1993[5]. Cette prévision suppose que le Canada continuera d'importer de faibles quantités de pétrole léger, tandis que la production de pétrole lourd devrait dépasser les besoins intérieurs et assurer un excédent exportable.

L'ONE prévoit que la composition de l'approvisionnement pétrolier du Canada va se transformer sensiblement (tableau 4-5). Il s'attend à une chute rapide de la capacité de production de pétrole classique, qui serait

Tableau 4-5

Prévisions de l'Office national de l'énergie quant à la capacité de production de pétrole brut léger et lourd au Canada, 1983-1995

En milliers de m³/j

	Pétrole léger				Pétrole lourd				Total			
	1983	1985	1990	1995	1983	1985	1990	1995	1983	1985	1990	1995
Pétrole brut classique	165,1	157,0	109,1	81,7	34,4	36,5	29,4	27,1	199,5	193,5	138,5	108,8
Réserves établies	165,1	153,1	80,0	44,9	34,4	34,7	18,7	10,1	199,5	187,8	98,7	55,0
Réserves additionnelles		3,9	29,1	36,8		1,8	10,7	17,0		5,7	39,8	53,8
Condensats	9,0	8,2	8,4	3,2	5,5	7,2	8,7	11,0	14,5	15,4	17,1	14,2
Pétrole brut synthétique et lourd expérimental[1]	23,5	25,0	28,5	38,5	4,0	7,0	17,0	25,0	27,5	32,0	45,5	63,5
Régions éloignées			1,9	44,0							1,9	44,0
Valorisations[2]			14,0	15,0			16,0	17,0			2,0	2,0
Total	197,6	190,2	161,9	182,4	43,9	50,7	39,1	46,1	241,5	240,9	201,0	228,5

1 Pétrole synthétique léger provenant des sables bitumineux de l'Athabasca et pétrole lourd expérimental provenant des projets pilotes de récupération assistée à l'aide de procédés thermiques.
2 La colonne « valorisation » indique la quantité de pétrole lourd valorisé (sous « pétrole lourd »), la quantité résultante de pétrole léger (sous « pétrole léger ») et la perte nette subie dans le procédé (sous « total »).
SOURCE Données de l'Office national de l'énergie.

partiellement compensée par un accroissement de la production des sables pétrolifères et des gisements des régions éloignées au début des années 90. Au total, la capacité de production du Canada tomberait de 20 % d'ici 1990, mais reviendrait près de son niveau actuel en 1995.

Pétrole léger classique

L'ONE estime que la capacité de production du pétrole léger classique diminuera d'environ la moitié d'ici 1995, les réserves établies restantes se chiffrant à 617 millions de m³ en 1983. Ces réserves, qui sont concentrées essentiellement dans le bassin de l'Ouest, équivalent à environ 11 années de ravitaillement au rythme de production actuel. L'ONE estime que le potentiel ultime d'additions à ces réserves est d'environ 684 millions de m³ (tableau 4-6), qui proviendraient principalement des nouvelles découvertes et de la récupération tertiaire dans les réserves déjà connues.

L'Office estime que le potentiel d'additions aux réserves établies à partir de nouvelles découvertes ne dépasse pas 280 millions de m³, ce qui correspond à un approvisionnement d'environ cinq ans. L'ONE prédit également que ces additions se feront à un rythme qui diminuera rapidement, de sorte que celles qui viendront de la récupération secondaire et tertiaire leur seront supérieures dès le début des années 90. L'Office croit que la récupération tertiaire offre un potentiel immense, soit quelque 319 millions de m³; il envisage par ailleurs la découverte d'autres réserves récupérables dans un avenir prochain, avec le lancement d'un certain nombre de projets de récupération par injection de solvants miscibles.

Tableau 4-6

Potentiel ultime de réserves récupérables de pétrole brut léger et lourd classique

En milliers de m³

	Pétrole léger	Pétrole lourd
Réserves établies restantes[1]	2 055	366
Production cumulative	1 438	247
Réserves établies initiales	617	119
Additions potentielles	684	521
Découvertes	280	140
Récupération secondaire dans les gisements établis	85	100
Récupération assistée de pétrole	319	281
Procédés thermiques (Lloydminster)	. . .	216
Autres procédés	. .	65
Potentiel ultime global	2,739	887

1 Au 31 décembre 1982.
SOURCE Données de l'Office national de l'énergie.

Dans l'ensemble, les prévisions de l'ONE touchant au potentiel d'additions aux réserves de pétrole léger classique semblent indiquer que le bassin de l'Ouest est à l'heure actuelle épuisé à plus de 50 % et que tant les techniques de récupération que les nouvelles additions aux réserves ne fourniront qu'une contribution limitée à la production future, soit un maximum de quelque 25 ans au rythme actuel. Aussi l'ONE estime-t-il que la capacité productive de pétrole continuera de décroître, de sorte qu'il faudra compter de plus en plus sur la production des régions éloignées et des sables bitumineux exploitables à ciel ouvert, ainsi que sur la valorisation du pétrole lourd, pour accroître l'approvisionnement.

Pétrole lourd classique

Dans le cas du pétrole lourd classique, la capacité de production devrait diminuer de quelque 20 % entre 1983 et 1995 (tableau 4-5). L'ONE postule qu'une partie considérable de la production sera acheminée vers les deux usines de valorisation, dont il prévoit la mise en opération pour 1988 et 1989, respectivement.

Le bassin de l'Ouest renferme un vaste réservoir de pétrole lourd classique. Au début de 1983, cependant, les réserves établies restantes étaient de 119 millions de m^3, ce qui ne représente qu'environ neuf ans de ravitaillement au rythme de production actuel. L'ONE estime à 140 millions de m^3 le potentiel d'additions que représentent les nouvelles découvertes (tableau 4-6) et à 381 millions de m^3 la production qu'on pourra tirer de la récupération secondaire par injection de solvants et de la récupération tertiaire (notamment à l'aide de procédés thermiques à l'usine de Lloydminster). Comme dans le cas du pétrole léger, le rythme des additions provenant de la récupération dépasserait graduellement celui des nouvelles découvertes.

Pétrole léger synthétique tiré des sables bitumineux

L'ONE prévoit que la capacité de production de pétrole léger synthétique tiré des sables bitumineux s'accroîtra de 15 000 m^3/j entre 1983 et 1995 (tableau 4-5). Cette prévision suppose que la production de Syncrude augmentera de 3 500 m^3/j d'ici à 1988 et qu'une autre usine de traitement des sables pétrolifères produira 10 000 m^3/j à partir de 1992.

Dans l'ensemble, les réserves établies restantes de pétrole dans les sables bitumineux exploitables à ciel ouvert sont estimées à plus de 5 milliards de m^3, soit assez pour approvisionner la demande canadienne de brut léger durant plus de 50 ans, au rythme actuel[6]. Cependant, les réserves établies de brut synthétique associées aux deux usines en exploitation ne se chiffrent qu'à environ 200 millions de m^3, compte tenu de la capacité des usines et dans l'hypothèse d'une vie productive de 25 ans[7]. Il faudrait donc un nombre considérable de nouvelles usines pour exploiter l'ensemble des réserves restantes.

Pétrole des régions éloignées

Les prévisions de l'ONE relativement à la production des régions éloignées touchent aux gisements d'Hibernia et de la mer de Beaufort, dont l'exploitation commerciale doit débuter en 1993, selon les hypothèses de l'Office. La capacité productive de ces sources atteindrait 44 000 m^3/j en 1995. L'ONE ne prévoit pas de production dans la région des îles de l'Arctique, où des réserves ont aussi été découvertes.

Bien qu'il n'y ait pas, dans les régions éloignées, de capacité de production raccordée aux marchés, la Commission géologique du Canada[8] estime que les « meilleures estimations actuelles » des réserves découvertes sont de 117 millions de m^3 pour la mer de Beaufort, 76 millions de m^3 pour les îles de l'Arctique et 225 millions de m^3 pour les champs pétrolifères sous-marins au large de la côte est, y compris le gisement d'Hibernia. Les « meilleures estimations actuelles » postulent généralement la présence d'un seul puits par découverte et reposent sur les appréciations les plus récentes quant aux facteurs géologiques et technologiques. Les chiffres relatifs aux réserves établies, par contre, sont des volumes rigoureusement quantifiés de pétrole qu'on peut produire avec un degré élevé de certitude dans la conjoncture actuelle ou prévisible. L'ONE estimait en 1981 qu'il s'était fait suffisamment de forages dans le bassin de Jeanne d'Arc, qui fait partie du gisement d'Hibernia, pour justifier l'homologation de 50 millions de m^3 de pétrole brut récupérable à partir de ce bassin[9]. D'autres forages effectués depuis 1981 ont permis de repousser la démarcation du gisement d'Hibernia, si bien que l'exploitant estime que les réserves établies se chiffrent maintenant à 160 millions de m^3.

Perspectives générales

L'approvisionnement en pétrole classique au Canada n'a jamais pris la forme d'une succession harmonieuse de découvertes et de mises en valeur. La découverte du gisement de Leduc avait été précédée de plus de 100 forages par la Société pétrolière Impériale. Les découvertes de West Pembina en 1977 ont surpris tout le monde, sauf évidemment les sociétés qui avaient investi dans la prospection de ce champ. Ces hauts et ces bas – l'incertitude de l'exploration – compliquent les prévisions de l'offre et, par voie de conséquence, la politique de l'approvisionnement pétrolier. C'est tout particulièrement vrai aujourd'hui, compte tenu de la réévaluation de la rentabilité des approvisionnements qui a suivi les bouleversements de la dernière décennie. Nous avons signalé plus haut que les réserves établies restantes de pétrole classique ont diminué au cours des

années 70 et au début des années 80; cette tendance doit se poursuivre, suivant l'ONE. Au cours de cette période, les coûts d'exploration et d'aménagement ont augmenté. Mais ces tendances sont-elles irréversibles ? Les techniques de prospection et de production ne cessent de s'améliorer et, compte tenu du niveau actuel des prix, la rentabilité probable des approvisionnements semble aujourd'hui meilleure qu'en 1970.

Les prévisions de l'ONE relativement au pétrole léger classique du bassin de l'Ouest nous paraissent excessivement pessimistes. Peut-être cette interprétation reflète-t-elle les effets de la politique gouvernementale ces dernières années, qui a eu tendance à se concentrer sur les mégaprojets de récupération de pétrole non classique et sur la mise en valeur des ressources des régions éloignées ? Sans doute le potentiel de réserves est-il moins incertain pour le pétrole lourd que pour le pétrole léger, mais les débouchés du pétrole lourd restent néanmoins plutôt limités. S'il s'avérait que la rentabilité éventuelle des usines de valorisation ne soit pas assez élevée pour en permettre la réalisation, il est à craindre que la capacité de production de pétrole lourd n'augmente pas aussi vite que prévu.

On peut par ailleurs penser qu'il est trop optimiste d'envisager la mise en exploitation d'une grande usine à ciel ouvert pour l'extraction des sables bitumineux d'ici à 1992. Certains attribuent à la production provenant de telles usines un rôle d'appoint à l'égard de l'approvisionnement pétrolier, et les prévisions semblaient postuler que ces usines pourraient être aménagées en série pour combler les écarts prévus entre l'offre et la demande de pétrole. Par exemple, l'ONE prédisait en 1974 un rythme de production quotidienne d'environ 184 000 m^3/j pour 1993 dans le cas des sables bitumineux, mais ses prévisions actuelles ne se situent qu'à 38 500 m^3/j, ce qui représente une diminution considérable des attentes, surtout si l'on tient compte de l'ascension du prix mondial du pétrole depuis 1974.

On ne possède à l'heure actuelle qu'une connaissance bien rudimentaire des ressources pétrolières des régions éloignées. Alors que l'ONE a toujours fait preuve de circonspection en prédisant le lancement de la production dans ces régions, trois des grandes sociétés estimaient, dans un mémoire présenté à l'Office en 1975, que les gisements du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort seraient mis en production en 1984[10]. Or, les prévisions actuelles de l'ONE repoussent maintenant le début des opérations à 1993, et ce délai semble effectivement le minimum auquel on puisse s'attendre, vu les exigences auxquelles il faut satisfaire en matière de réglementation et les problèmes techniques et financiers auxquels il faudra faire face.

La longueur des délais de démarrage constitue une contrainte importante de l'exploitation de la capacité productive des régions éloignées. Le rythme normal d'exploration et d'aménagement des sites, en effet, est ralenti considérablement par les difficultés que pose l'environnement dans ces régions. Après presque 30 ans de prospection, on n'a encore fait aucune découverte qui réponde à un critère minimal de rentabilité dans la mer de Beaufort. Si le champ d'Hibernia, découvert au large de Terre-Neuve en 1979 après une décennie d'exploration, semble offrir des possibilités d'exploitation commerciale, les obstacles techniques et administratifs soulèvent un certain nombre d'incertitudes qui retarderont toute la production pour un certain temps. Il en va de même de l'archipel de l'Arctique, où le premier sondage exploratoire, en 1962, a été suivi d'une période de prospection intense, mais où la production à grande échelle n'est envisagée que pour un avenir relativement lointain.

Bref, il n'est pas facile de prédire le cours de l'approvisionnement pétrolier, surtout en raison de l'incertitude qui entoure la plupart des étapes de ce processus, ainsi que des retombées importantes qu'ont les prix, les coûts et les politiques sur l'activité de l'industrie pétrolière. Les prévisions actuelles de l'ONE, qui reflètent l'évolution des politiques récentes des gouvernements – comme il se doit, d'ailleurs – envisagent une réduction des approvisionnements en pétrole léger classique provenant du bassin de l'Ouest. Nos propres travaux, cependant, nous amènent à croire qu'en apportant certaines modifications aux politiques actuelles, on accroîtrait la rentabilité d'une plus grande quantité de pétrole conventionnel. Les sables bitumineux exploitables à ciel ouvert, le pétrole des régions éloignées et les usines de valorisation ont certes un rôle à jouer, mais ce rôle est complémentaire à celui de la production classique plutôt qu'il ne s'y substitue.

Le processus de l'approvisionnement

La complexité du processus de ravitaillement en pétrole et, partant, de la politique d'approvisionnement tient à une propriété fondamentale de l'or noir, à savoir sa « non-renouvelabilité ». Au fur et à mesure de la production, le réservoir s'épuise jusqu'au point où la récupération n'est plus rentable. Cependant, même si un gisement donné finit par se tarir, le volume global des réserves établies restantes dans tous les gisements découverts et aménagés peut être maintenu grâce à l'addition de nouvelles réserves suite aux activités d'exploration ou à l'amélioration du taux de récupération des réserves déjà découvertes. Pour y parvenir, il faut évidemment que l'opération soit rentable, c'est-à-dire qu'elle offre au moins un rendement normal des investissements requis pour la prospection ou l'aménagement des sites.

Le cycle de l'approvisionnement

On peut donc envisager l'approvisionnement sous la forme d'un cycle de quelque 20 à 30 ans comportant plusieurs étapes, soit l'exploration, l'aménagement et la mise en production. Si l'on veut maintenir le niveau de la production en longue période, il faut que chaque cycle soit suivi d'un autre cycle, dont la phase d'exploration doit débuter bien avant l'épuisement complet des premiers gisements.

Chaque étape du cycle complet présente un ensemble distinct d'incertitudes et de coûts. Le cycle commence par l'exploration, qui comprend des activités de prospection géologique et géophysique destinées à identifier les structures pétrolifères. Si un sondage d'exploration débouche sur une découverte de pétrole, on procède à des forages complémentaires pour déterminer la taille du gisement et des réserves non développées. En même temps, les sites sont partiellement aménagés. En fin d'année, on homologue les réserves auprès de l'autorité civile compétente en indiquant la taille des réserves initiales estimatives et établies, respectivement.

La somme des dépenses engagées au stade de l'exploration représente les coûts de découverte des réserves non aménagées. Les coûts sociaux comprennent non seulement le coût des forages menant à la découverte ou à la délimitation des réserves, mais aussi celui des forages « à sec ».

Le second maillon de la chaîne du ravitaillement pétrolier est l'aménagement des sites. Il comprend les forages de mise en valeur requis pour une production efficace, et l'installation du matériel d'exploitation. Au cours de cette étape du cycle, il peut arriver qu'à la lumière de nouvelles données ou d'une réévaluation de la situation on soit amené à modifier la taille des réserves établies qui sont ensuite homologuées.

La somme des coûts sociaux engagés jusqu'à cette étape – c'est-à-dire les coûts de prospection et d'aménagement, y compris le loyer de l'argent – constitue le coût social des réserves *en terre*. On peut convertir ce dernier en coût *par unité de production au point d'extraction* au moyen d'un coefficient qui tient compte de la valeur temporelle de l'argent et du rythme de production durant la vie utile du réservoir. Ce que nous avons appelé le « coût nivelé d'exploration et d'aménagement » correspond à ces deux composantes du coût de l'approvisionnement pétrolier.

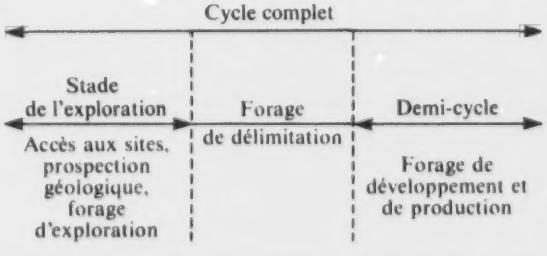
La production est le dernier stade du processus. De façon générale, elle comporte la récupération primaire et secondaire du pétrole à partir des réserves établies, mais elle peut aussi, dans certains cas, comprendre des opérations de récupération tertiaire. Les coûts de production comprennent les coûts d'exploitation et autres, nécessaires pour extraire le pétrole du réservoir.

L'ensemble des coûts liés aux trois étapes de l'approvisionnement s'appelle « le coût du cycle complet », c'est-à-dire le coût qu'il faut recouvrer pour que la production de nouveaux approvisionnements soit éventuellement rentable. Les coûts dits « de demi-cycle » ne correspondent, quant à eux, qu'à ceux de l'aménagement et de la production et, dans certains cas, des forages servant à délimiter l'étendue des réservoirs. Du point de vue des différentes décisions

Les cycles de l'approvisionnement

Le *cycle complet* de l'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel comprend toutes les activités depuis le stade de l'exploration jusqu'à la fin de la production des réserves développées. Le *demi-cycle* ne comprend pas les activités d'exploration, mais son point de départ n'est pas toujours net, du fait qu'il peut comprendre ou non les forages d'extension. Il est généralement reconnu que le demi-cycle commence lorsqu'on décide de procéder au développement, mais il peut rester certains autres forages d'extension à effectuer. Dans notre analyse de coûts, les activités d'extension sont comprises dans le demi-cycle pour les mises en valeur des gisements de la mer de Beaufort et d'Hibernia. Elles ne sont pas comprises dans le demi-cycle relatif au gaz naturel du gisement de Venture.

Les coûts des activités du cycle complet sont tout particulièrement pertinents en ce qui concerne l'évaluation de la rentabilité d'un projet et celles d'autres sources de pétrole et de gaz. La politique énergétique ne peut avoir un fondement économique solide que si elle tient compte de la rentabilité du cycle complet de tous les projets possibles.



Coûts sociaux et privés

Nous disons souvent des coûts d'approvisionnement du pétrole et du gaz naturel qu'ils sont sociaux ou privés.

Les coûts *sociaux* d'approvisionnement sont l'ensemble des coûts que doit assumer l'industrie avant les paiements versés aux gouvernements et avant toute subvention reçue d'eux. Les coûts sociaux se mesurent en dollars réels (constants) par unité d'approvisionnement, c'est-à-dire en dollars de 1983 par mètre cube de pétrole, dans le présent chapitre. Ils s'obtiennent par division des coûts actualisés totaux par la production actualisée totale à l'aide d'un facteur d'actualisation approprié – 10 %, dans ce chapitre.

Les coûts *privés* d'approvisionnement se calculent de la même façon, mais ils comprennent les coûts actualisés des primes, redevances et taxes payées au gouvernement, moins les subventions.

Les sommes versées à l'État ne sont pas comprises dans les coûts sociaux car elles représentent des transferts. Elles constituent cependant des coûts pour le producteur privé.

que doit prendre une société pétrolière, une fois découvertes les réserves et engagés les coûts d'exploration, il ne reste que les coûts du demi-cycle à couvrir pour assurer la rentabilité de l'aménagement et de la production. Mais, on ne cherchera à remplacer les réserves épuisées et à maintenir le niveau de production que si la rentabilité du cycle complet est assurée.

Dans la pratique, il peut surgir de nombreuses complications qui ont tendance à estomper les contours du cycle complet. Ainsi, l'exploration peut déboucher sur une découverte de pétrole, de gaz ou des deux à la fois, ou encore sur un puits sec. Lorsqu'une découverte révèle la présence simultanée de pétrole et de gaz, il faut en imputer les coûts à chacune des deux ressources ou, encore, les regrouper ensemble en « barils d'équivalent pétrole ». (Dans le présent, rapport, nous avons, dans la mesure du possible, imputé les coûts de cette façon[11].) Les délais de démarrage qui s'écoulent avant que l'investissement ne devienne rentable et l'incertitude quant à l'évolution future des coûts compliquent également la prise de décisions en matière pétrolière.

Du reste, l'imprécision et le manque de renseignements sont des caractéristiques inhérentes du secteur des hydrocarbures. C'est pourquoi les entreprises pétrolières acceptent assez facilement l'incertitude géologique, qui a trait au caractère de probabilité des découvertes, lorsqu'elles pèsent les risques en cause et les taux de réussite passés. Quant à l'incertitude technologique, elle ne surgit pas seulement à l'égard des techniques de prospection, mais elle touche aussi au stade de l'aménagement des réserves. Elle peut porter, par exemple, sur la récupération du pétrole à l'aide de nouvelles méthodes ou sur les systèmes complexes de production requis pour les forages en mer et dans les régions arctiques. Ces procédés techniques comportent des risques, sont coûteux et sont caractérisés par de longs délais de démarrage qui compliquent

Coûts nivelés d'exploration et d'aménagement

À l'aide d'un facteur de conversion, on peut relier le coût d'un stock de réserves en terre à un coût nivelé équivalent d'un flux de pétrole ou de gaz produit. Du fait que l'exploration et l'aménagement des sites exigent d'importantes immobilisations avant la production d'une unité de gaz ou de pétrole, on vise donc, en établissant ce lien, à établir une correspondance entre les sommes investies dans l'exploration et l'aménagement des réserves en terre (en $ par m^3 en terre) et la production (en $ par m^3 de production). En d'autres termes, il s'agit de déterminer le montant qu'il faut imputer à chaque unité de pétrole ou de gaz produite de façon à pouvoir récupérer les coûts de l'investissement. Ce coût est appelé le « coût nivelé d'exploration et d'aménagement ».

Le coût nivelé est déterminé en fonction de l'investissement, du loyer de l'argent et du profil de production anticipé. Les sommes affectées à l'exploration et à l'aménagement des réserves sont imputées à des unités qui seront produites au cours de périodes ultérieures; il faut donc actualiser les coûts récupérés grâce aux unités produites. On peut déterminer la production prévue de façon approximative à l'aide du taux de production au cours de la période initiale et du taux de diminution de la production. Ce dernier permet d'expliquer pourquoi, à mesure qu'on produit du gaz et du pétrole au cours de chaque période, il y a diminution de la quantité qui reste à produire et, partant, de la capacité de production.

La valeur calculée du facteur de conversion en janvier 1983 était de 2,12; ce facteur sera appliqué aux coûts du pétrole et du gaz. On obtient les coûts nivelés en appliquant le coefficient de 2,12 aux coûts des réserves en terre.

Le loyer de l'argent postulé pour le pétrole et pour le gaz est établi en fonction du taux d'intérêt sur les obligations de McLeod Young Weir, gonflé pour tenir compte du ratio d'endettement de l'industrie pétrolière. Le loyer de l'argent est exprimé en termes réels. Nous avons utilisé un taux de diminution de la production pétrolière et gazière de 8 %.

considérablement la formulation d'une politique efficace d'approvisionnement.

Il faut considérer ces incertitudes géologiques et techniques dans le contexte de facteurs tels que l'évolution des prix, des coûts et des taux d'intérêt. L'incertitude économique liée à ces éléments est parfois renforcée par les oscillations et la complexité des politiques fiscales de l'État, ce que certains appellent le « risque politique ». Les entreprises de pétrole et de gaz s'intéressent en effet non seulement aux gains prévus, mais également à toute la gamme des résultats

Rente et rentabilité

Il est peu de définitions du concept de rente économique qui soient satisfaisantes, car les incertitudes et l'évolution rapide de la réalité économique le rendent flou. C'est pourquoi les économistes se servent de la définition qu'a donnée David Ricardo du concept de *rente économique pure* comme point de départ. La rente pure des ressources, d'après Ricardo, désigne les paiements aux propriétaires pour l'utilisation des « puissances originales et indestructibles du sol ». Le sol, ou la terre, est considéré à la fois comme non augmentable et non épuisable; par conséquent, ce qu'il reçoit à titre de facteur de production n'est qu'un « paiement de rareté » résiduel, déterminé par les recettes tirées de la production après qu'on a tenu compte des coûts des autres facteurs de production. On suppose que tout paiement résiduel supérieur à zéro pour la quantité fixe de terre entraînerait son utilisation et qu'à l'inverse, même des paiements énormes n'arriveraient pas à tirer une plus grande quantité d'une parcelle de terre donnée. On pourrait donc imposer le paiement résiduel à un facteur de production sans modifier l'offre de ce facteur et, par conséquent, sans modifier l'offre du produit.

Il y a un pas énorme entre ce concept abstrait et la réalité incertaine des approvisionnements en hydrocarbures et autres ressources minérales. Les réserves de pétrole sont individuellement et collectivement épuisables par la production, et le stock de réserves connues est augmentable par l'exploration. Donc, s'il est utile de se servir de la définition de Ricardo comme point de départ, il faut dépasser ce concept pour y incorporer les effets de l'exploration et de l'épuisement. Il est utile de distinguer entre les rentes économiques gagnées par des richesses naturelles comme les ressources terrestres ou pétrolières et les quasi-rentes qui sont gagnées par ceux qui s'occupent de la prospection ou de la mise en valeur.

Le procédé d'approvisionnement en pétrole comporte plusieurs stades. On peut parler de rente économique dans le contexte de chacun de ces stades : exploration, mise en valeur (ou aménagement) et production. Il est préférable de parler ici de *quasi-rente*, car la rente économique apparente – par exemple, celle qui vient du demi-cycle (développement et production) – doit être partiellement réservée par le producteur pour payer les réserves par l'achat ou par l'exploration. Ces rentes sont donc à la fois des rentes pures et des quasi-rentes. Sur le cycle complet, toute rente économique conservée par l'industrie prendrait la forme de bénéfices en sus d'un rendement « normal » de l'investissement. On peut supposer que ces « bénéfices excédentaires » pourraient être annulés par les impôts sans ralentir l'activité industrielle.

Les gouvernements se heurtent à des difficultés considérables du fait que la rentabilité des approvisionnements varie considérablement. Étant donné l'écart entre les rentes possibles, la perception de la rente appropriée au bon moment et au bon endroit devient une tâche difficile.

La perception de la rente économique par l'État au stade de la production se fait généralement par le biais de redevances (ou de taxes) à la production, souvent en nature, et elle est considérée comme une saisie de la rente pure des ressources. Ces redevances doivent être proportionnées à la rentabilité à court terme de la production afin que les puits ou les gisements marginaux ne demeurent pas inutilisés alors que les plus rentables paieraient le gros des redevances. À cette fin, les redevances sont fonction de la productivité du puits et du niveau des prix, ce qui représente un moyen approximatif de les rattacher à la rentabilité. Cependant, il importe de noter que le gouvernement (le propriétaire) ne doit pas prendre toutes les rentes économiques apparentes au stade de la production – les quasi-rentes de production – car une part de ces bénéfices doit être affectée au remplacement, par l'exploration ou autrement, des réserves épuisées au cours de la production.

Au stade de l'exploration, et parfois au stade de l'aménagement, la principale contrepartie des redevances versées au stade de la production sont les primes. Les primes sont des offres faites par l'industrie lors d'une vente aux enchères de permis d'exploration ou d'aménagement visant certaines terres domaniales. On peut donc les considérer comme l'équivalent de la valeur actualisée de la rentabilité d'un projet d'exploration ou de mise en valeur, compte tenu des prévisions de prix et de coûts, y compris toutes les redevances et taxes à la production. Les primes reflètent donc la rente économique prévue en sus de celle qui sera saisie au stade de la production.

Les primes sont donc une composante utile dans un régime fiscal, car elles jouent un rôle d'amortisseur en se contractant si les redevances ou les taxes à la production augmentent, jusqu'au point où il ne vaudrait plus la peine de faire des offres. Par contre, advenant une diminution des redevances de production, l'importance des primes augmentera, toutes autres choses étant égales. Les primes, avec les redevances, assurent également la distribution des risques de perception de la rente économique entre l'État et l'industrie – le gouvernement recevant tout de suite les primes et devant percevoir les redevances plus tard.

Pour résumer, un régime efficace de perception des rentes doit se fonder à la fois sur des primes et sur des redevances ou taxes à la production qui soient souples et proportionnées aux bénéfices.

financiers possibles. Chaque investissement présente des risques, tant en période de contraction (lorsque les choses vont plus mal que prévu) qu'en période d'effervescence.

L'exploration se compare à la recherche appliquée (« recherche et développement »), dont le résultat est également incertain. La plupart des gisements de pétrole sont difficiles à localiser et il faut procéder à des forages pour en vérifier l'existence. En outre, la taille et la productivité des gisements varient considérablement. Tout comme dans le cas de la recherche appliquée, ce sont les espoirs de succès de l'entreprise qui motivent l'investissement, et ce sont les résultats positifs qui renforcent et soutiennent ses efforts.

Le coût global auquel l'industrie doit faire face aux trois stades du cycle – le coût « privé » – est généralement plus élevé que le coût social parce qu'il comprend les primes, les redevances et les taxes (moins les subventions). Il arrive cependant que l'inverse soit vrai – par exemple, lorsqu'un projet bénéficie d'avantages nets sous forme de crédits d'impôt ou de subventions directes. (On trouvera à l'appendice B, sous forme schématique, les taxes et redevances qui s'appliquent à l'industrie canadienne des hydrocarbures.)

La rentabilité

Ce sont les attentes de l'industrie quant à la profitabilité (ou rentabilité) des investissements à l'une ou l'autre des étapes du cycle de l'approvisionnement qui motivent ces dépenses; en d'autres mots, le coût privé doit être inférieur aux recettes espérées à chaque étape. Au demeurant, les différents stades du cycle sont interdépendants. La profitabilité attendue de la production joue un rôle déterminant à l'égard de celle de l'aménagement des sites, tout comme les attentes à l'égard de la rentabilité de l'aménagement ont une incidence importante sur les attentes relatives à celle de l'exploration. Ainsi, s'il se produit une réduction des redevances à la production, par exemple, le producteur sera disposé à débourser davantage pour avoir accès aux réserves en terre, ce qui relèvera la rentabilité prévue de l'exploration.

On peut illustrer toute cette question en examinant la situation actuelle à l'égard de la rentabilité moyenne prévue des opérations de prospection des grandes entreprises recherchant de nouvelles réserves de pétrole dans l'Ouest canadien (tableau 4-7). Bien sûr, le recours à ces moyennes ne doit pas nous faire oublier que certaines grandes sociétés ont eu plus de succès que d'autres au chapitre de l'exploration et que la rentabilité prévue varie considérablement de l'une à l'autre, suivant les objectifs de la recherche, les zones explorées et les niveaux de leurs coûts.

Tableau 4-7

Rentabilité prévue approximative (sociale et privée) de la production de nouveau pétrole par les grands producteurs dans l'Ouest canadien, 1983[1]

En dollars $/m^3$

Prix au point d'extraction	224
Moins : Coûts d'exploitation	28
Coûts de développement	48
Quasi-rente de production	148
Moins : Redevances provinciales (encouragements nets)	43
TRPG fédéral	23
Impôts sur le revenu	29
Somme disponible pour payer l'exploration	53
Moins : Coûts d'exploration	52
Somme disponible pour les primes d'exploration	1
Sommaire	
Recettes totales	224
Moins : Coût social d'approvisionnement du cycle complet (28 + 48 + 52)	128
Rente économique globale disponible (148 52)	96
Moins : Redevances et taxes totales (43 + 23 + 29)	95
Somme disponible pour les primes	1

1 En dollars de 1983. Le détail des calculs et les explications relatives à ce tableau se trouvent à l'appendice C.

SOURCE Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta », et données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

On peut voir au tableau que la rentabilité prévue du demi-cycle (développement et production) est de 53 $/m^3$. C'est là le montant dont disposent les entreprises pour défrayer les coûts d'exploration, comme le forage et les primes. À l'heure actuelle, le coût moyen de l'exploration est d'environ 52 $/m^3$, ce qui ne laisse que 1 $ pour les primes. (Les calculs servant à obtenir ces chiffres sont décrits à l'appendice C.)

Les redevances ont habituellement pour objet de percevoir la rente issue des ressources, mais l'interrelation des redevances et des taxes joue ici un rôle clé. On ne saurait considérer aucun des instruments de prélèvement (l'impôt sur le revenu et la taxe sur les recettes pétrolières et gazières – la TRPG) comme étant rigoureusement lié à la rente, à la rémunération du capital ou à toute autre assiette de perception. En raison de l'interaction des instruments, on peut utilement les considérer dans leur ensemble, par rapport à la rente économique globale. Comme on le voit au tableau 4-7, cependant, les redevances et les taxes à la

production accaparent la quasi-totalité de la rente économique disponible. C'est pourquoi, sur la base de ces moyennes, on peut dire que les grandes entreprises n'ont qu'une incitation marginale à se lancer dans l'exploration pétrolière dans l'Ouest canadien, parce que les coûts prévus, excepté les primes, correspondent essentiellement aux recettes qu'elles peuvent espérer d'une découverte[12].

Les primes jouent généralement un rôle d'amortisseur dans l'ensemble du régime fiscal parce qu'elles absorbent le jeu des effets de tous les autres facteurs – les taxes, les redevances, les prix attendus, les subventions d'encouragement, les taux d'intérêt, l'état du marché et ainsi de suite. Dans le cycle complet, les primes traduisent la perception qu'a l'industrie du rendement éventuel de l'exploration et elles sont donc rajustées, avec un certain décalage, pour ramener le taux moyen de rendement du capital vers son coût d'opportunité, c'est-à-dire vers un taux « normal ». Or, il n'y a à l'heure actuelle qu'une marge infime permettant aux primes d'exploration d'amortir les effets du système.

Une baisse des redevances ou des taxes à la production amènerait vraisemblablement l'industrie pétrolière à payer des primes plus élevées. De fait, c'est là un moyen important de répartir les risques entre l'État et l'industrie. En infléchissant le régime fiscal de façon à percevoir des primes à la toute première étape, on réduit les risques de l'État par rapport à ceux de l'industrie, alors qu'en l'infléchissant dans le sens des redevances à la production, on réduit les risques relatifs de l'industrie, surtout si les redevances sont liées à la rentabilité réelle du demi-cycle. Il est important que les redevances soient liées à la rentabilité du demi-cycle pour assurer que les entreprises n'abandonneront pas prématurément leurs puits de pétrole et que des projets de récupération tertiaire, par exemple, iront de l'avant, c'est-à-dire que tout le pétrole marginal disponible sera produit. Cela assure également que le régime fiscal pourra s'adapter à des chocs imprévus qui pourraient survenir du côté des coûts ou des prix.

De tout ceci, nous concluons que les activités de l'industrie pétrolière et l'approvisionnement qui en découle sont largement fonction de la profitabilité attendue aux différentes étapes de ce dernier, et notamment à celle de l'exploration. Ainsi le ravitaillement pétrolier est-il sensible, en partie, à l'influence des facteurs économiques, et on peut quantifier ce rapport. L'équation relative à la profitabilité de l'exploration compare la valeur attendue des découvertes – sa taille multipliée par le « prix de la réserve » aux coûts des terrains, de la prospection géologique, des forages et ainsi de suite. C'est ce qui explique pourquoi, lorsqu'on estime l'élasticité de l'approvisionnement, on fait appel au prix des réserves comme variable fondamentale à l'égard des recettes. Du côté des coûts, c'est le forage qui occupe la place la plus importante.

Le calcul de l'élasticité de l'offre

En raison des complexités, des incertitudes et des décalages qui caractérisent l'approvisionnement pétrolier, il est difficile d'estimer le degré d'adaptabilité de l'offre à la rentabilité attendue ou aux modifications à la politique publique. On a souvent constaté que le volume de l'approvisionnement en pétrole et en gaz réagit à la hausse des incitations économiques, mais le calcul systématique de cette réaction au moyen de l'élasticité de l'offre présente certains problèmes. L'une de ces difficultés vient de ce que la somme totale des réserves n'est jamais statique. Si la production épuise certaines réserves, l'exploration et l'aménagement mettent de nouvelles réserves en valeur. Lorsqu'on soumet une situation aussi fluide à un choc sur les prix ou sur les politiques, il est difficile d'en distinguer les effets de ceux d'autres transformations.

Malgré les difficultés de ce genre, un certain nombre d'estimations empiriques de l'élasticité des approvisionnements ont été effectuées, tant au Canada qu'ailleurs. Avant les deux chocs pétroliers, on croyait généralement qu'il n'y avait à peu près aucun lien entre les prix du pétrole, les coûts de l'exploration et le volume des réserves. Il importait donc davantage de démontrer l'existence d'un lien positif que de chiffrer celui-ci de manière précise. Selon une étude, l'élasticité-prix des réserves de pétrole à court terme était de 1,0[13] – en d'autres termes, une variation de prix de 1 % amènerait une variation des réserves de la même ampleur. L'auteur ajoutait toutefois qu'on ne saurait s'attendre que les élasticités-prix à court terme demeurent constantes à mesure que s'épuise la réserve. Certaines autres estimations démontraient également la difficulté de mesurer l'élasticité de l'offre – tâche particulièrement ardue à l'époque, du fait que le prix du pétrole n'avait à peu près pas bougé au cours des années 50 et 60. On estimait également que l'élasticité approximative entre le prix du pétrole au point d'extraction (« à la tête du puits ») et le forage de reconnaissance de nouveaux champs était d'environ 1,7 pendant la période observée. (En d'autres termes, une variation de 1 % du prix au point d'extraction entraînerait une variation de 1,7 % des dépenses d'exploration.)

Une étude plus récente de l'élasticité de l'offre de pétrole vise à rapprocher les aspects géologiques, techniques et économiques en examinant le potentiel des réserves en fonction d'horizons géologiques particuliers en Alberta[14]. Les auteurs ont établi des équations relatives aux coûts techniques qui relient les additions aux réserves au nombre de forages et ils ont estimé la rentabilité économique des forages en fonction des coûts, des prix et des taxes. À l'aide de cette formule, ils ont pu estimer des élasticités-prix à long terme pour

La mesure de l'élasticité des approvisionnements

Les deux mesures d'élasticité des approvisionnements que nous utilisons sont l'« élasticité-prix des réserves » et l'« élasticité-prix de la production ».

Le « prix des réserves » est celui qu'un intérêt privé serait disposé à payer pour acquérir des réserves qui sont en terre. En fait, il mesure la valeur des réserves en terre, compte tenu des prévisions de prix et de coûts.

L'*élasticité-prix des réserves*, que nous employons davantage dans ce rapport, mesure les incidences d'un changement du prix des réserves sur la quantité de réserves économiquement récupérables. Elle est la variation en pourcentage des réserves découlant d'une variation de 1 point de pourcentage du prix des réserves. Lorsqu'elle est positive, c'est qu'une augmentation du prix des réserves amène une augmentation de la quantité des réserves.

L'*élasticité-prix de la production* mesure l'incidence qu'a sur la production un changement des rentrées nettes au titre du pétrole, celles-ci se définissant comme le prix du pétrole au point d'extraction, sans les taxes, les redevances et les coûts d'exploitation.

L'élasticité-prix de la production est la variation en pourcentage du taux de production qui découle d'une variation des rentrées nettes de 1 point de pourcentage. Les valeurs empiriques des élasticités-prix de la production sont habituellement positives, mais elles peuvent varier considérablement, selon qu'elles sont estimées pour un gisement, pour quelques gisements d'une petite région, pour un grand nombre de gisements d'une grande région, et ainsi de suite. Il importe également de comprendre que la non-renouvelabilité du gisement unique a une incidence déterminante sur l'élasticité-prix de la production mais qu'elle n'a pas cette importance à l'égard de l'élasticité des approvisionnements pour une vaste région. En outre, plus la région observée est grande, plus l'élasticité-prix de la production sera stable dans le temps et pour une vaste gamme de prix.

les réserves sises dans les horizons et régions où l'on avait déjà découvert du pétrole et du gaz et pour lesquels existaient donc des données statistiques quant au forage. Il s'agit des horizons et régions qui sont « mûrs ». On trouve cependant en Alberta d'autres horizons et régions qui, aux yeux de l'industrie pétrolière, renferment un potentiel élevé de réserves supplémentaires mais où on n'a effectué que peu de forages jusqu'à maintenant et qui, de ce fait, ne se prêtent pas à une analyse de ce genre.

Les résultats montrent que les régimes fiscaux actuels ont pour effet de réduire l'incitation à explorer et aménager de nouvelles réserves de pétrole dans un grand nombre des horizons géologiques examinés. Les deux horizons qui paraissent porteurs de réserves supplémentaires importantes sont le dévonien supérieur et les sédiments « Viking et équivalents » du crétacé inférieur.

C'est en fonction d'une diminution hypothétique des impôts qui entraînerait une augmentation du prix des réserves qu'a été évaluée l'influence que pourrait avoir une modification à la politique pétrolière sur les additions aux réserves de pétrole léger classique. Suivant ce calcul, l'élasticité-prix des réserves à long terme se chiffre à 0,4. Du fait qu'il s'applique à des horizons géologiques mûrs, ce chiffre est probablement inférieur à la véritable moyenne pour le bassin de l'Ouest. Quoi qu'il en soit, nous croyons qu'une élasticité d'au moins 0,4 représente une approximation raisonnable pour les décisions relatives à l'exploration et à la préparation des réserves de pétrole classique dans cette région.

Notre analyse de projets individuels de récupération tertiaire, décrite de manière plus détaillée ci-après, révèle un lien encore plus étroit entre les incitations économiques et l'élasticité de l'offre. L'existence de ce lien semble d'ailleurs être acceptée aujourd'hui tant par l'industrie que par les responsables politiques. Plusieurs estimations de l'élasticité-prix des réserves de pétrole obtenu par récupération tertiaire ont été publiées ces dernières années[15]. Ces estimations se situent entre 0,8 et environ 3,1, selon les hypothèses et la gamme de prix considérées. De façon générale, on peut conclure de ces analyses que les projets de récupération tertiaire – et l'approvisionnement en pétrole qui en résulte – réagissent très bien aux mesures d'incitation économique.

Une autre étude analyse le lien entre les incitations économiques et l'activité de l'industrie sous l'angle des dépenses globales[16]. Cette approche utilise, au lieu de l'élasticité des additions aux réserves, celle des dépenses de l'industrie à l'égard du prix des réserves. Les résultats estimatifs pour le pétrole et le gaz indiquent qu'à une variation du prix des réserves correspond presque entièrement une variation proportionnelle des dépenses totales d'exploration (tableau 4-8). Les dépenses relatives au forage de prospection et de mise en valeur augmentent en fait plus que proportionnellement, l'élasticité-prix atteignant même 1,53 dans le premier cas. Les élasticités des dépenses de forage sont supérieures à celles des autres catégories de dépenses parce qu'un accroissement des incitations économiques mène à la découverte de nouvelles réserves, qui deviennent alors disponibles pour le forage. D'autre part, cet

encouragement à l'exploration incite vraisemblablement les compagnies à forer de manière plus intensive dans les zones déjà connues. Cette étude montre également que, si le prix des réserves reste le facteur déterminant, les liquidités disponibles jouent également un certain rôle dans la variation des dépenses. L'importance de la marge d'autofinancement témoigne de la place qu'occupent les considérations financières dans l'industrie des hydrocarbures. Les auteurs de l'étude estiment en tout cas que la rente économique qui peut découler de la découverte de nouvelles réserves de pétrole est un mobile puissant dans l'activité d'exploration.

Tableau 4-8

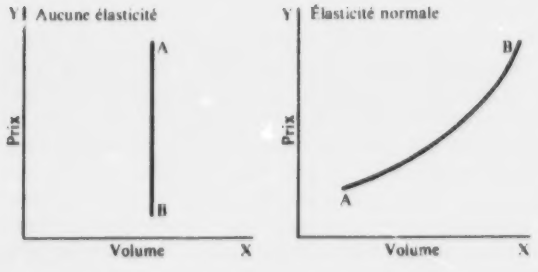
Élasticité[1] à long terme des dépenses pour le pétrole et le gaz en Alberta

Exploration	
Activités géologiques et géophysiques	0,57
Forage	1,53
Acquisition et location de terres	0,74
Total	0,93
Mise en valeur	
Forage	1,12
Matériel sur le terrain	0,43
Récupération secondaire	0,41
Usines de gaz naturel	0,36
Élasticité globale	0,46

1 Prix moyen pondéré des réserves de pétrole et de gaz. Pour l'exploration, on utilise le prix des réserves non exploitées; pour la mise en valeur, celui des réserves exploitées. L'élasticité des dépenses est le taux de variation à long terme du niveau des dépenses, divisé par le taux de variation du prix pondéré des réserves.

SOURCE Scarfe et Rilkoff, « Financing Oil and Gas Exploration ».

Tous ces résultats convergent vers la même conclusion : l'approvisionnement en pétrole (et en gaz) est sensible aux incitations économiques. Comme pour d'autres produits, l'offre de pétrole augmentera si les Canadiens y mettent le prix. Bien sûr, ces liens d'élasticité sont complexes et comportent des délais, mais les résultats esquissés ci-haut réfutent la conception voulant qu'un accroissement des incitations économiques n'entraîne pas une hausse de la capacité de production de pétrole dans le bassin de l'Ouest, conception qui semblait imprégner la politique énergétique durant les années 70. On croyait à tort que la courbe de l'offre de pétrole classique était essentiellement verticale, c'est-à-dire qu'une hausse des prix nets n'en augmenterait nullement la capacité productive. Or, c'est une pente ascendante qui illustre de façon plus réaliste la courbe d'offre. Cette relation montre qu'une augmentation du prix net découlant d'une hausse du prix des réserves (et, donc, d'un accroissement des liquidités) engendrera effectivement un accroissement de la capacité de production.



Le rajustement à la hausse, suite aux modifications apportées à la politique de prix et à la politique fiscale au cours des ans, des prévisions de l'ONE relatives aux additions potentielles de pétrole léger obtenu par récupération tertiaire (y compris les additions par injection d'eau, dans ce cas), nous fournit un autre indice de l'élasticité possible de l'offre de pétrole à l'égard des prix et des taxes. Le potentiel projeté est passé de 156 millions de m^3 en 1977 à 404 millions de m^3 à l'heure actuelle. L'ONE a également majoré ses prévisions quant au potentiel d'additions provenant des découvertes, les portant de 76 millions de m^3, seulement, en 1977 aux 280 millions de m^3 actuels[17].

Enfin, il importe de répéter que la rentabilité attendue sur le cycle complet est le principal stimulant à l'expansion des activités d'exploration, d'aménagement des sites et, éventuellement, de production. Dans ce contexte, les bénéfices attendus pourraient ne pas se concrétiser pleinement si les coûts et le montant des primes augmentent, mais les attentes servent du moins à stimuler l'activité et, par conséquent, à accroître l'offre. On peut donc dire que le régime fiscal joue un rôle de mécanisme régulateur à l'égard de l'activité de l'industrie des hydrocarbures.

Les coûts de l'approvisionnement

Un examen panoramique des coûts, des prix et de la rentabilité des sources de pétrole peut également servir à montrer dans quelle mesure les approvisionnements réagissent à l'évolution de la politique. On constate que la situation varie considérablement d'une source à l'autre, car il existe des différences sensibles tant du point de vue des coûts que de celui du rapport entre les taxes et les redevances, d'une part, et la rentabilité,

d'autre part. On peut donc, à partir d'un tel examen, dégager des orientations prioritaires pour la politique.

Le pétrole brut classique

De nombreux facteurs – dont les fluctuations annuelles des coûts de découverte et de préparation des sites, ainsi que les variations de la productivité des découvertes et celles des coûts d'exploitation – peuvent servir à expliquer les oscillations, parfois considérables, qui caractérisent le coût du ravitaillement en pétrole classique. En 1979, par exemple, le coût social des réserves de brut *en terre* était de 47 $/m³ (moyenne mobile sur cinq ans), tandis que le coût privé était de 63 $/m³. (Sauf indication contraire, tous les coûts sociaux et privés cités dans cette section sont exprimés en dollars de 1983.) La différence, soit environ 16 $/m³, correspond au coût des primes payées au Trésor provincial, plus le loyer estimatif de l'argent pour ces paiements (voir le graphique 4-2).

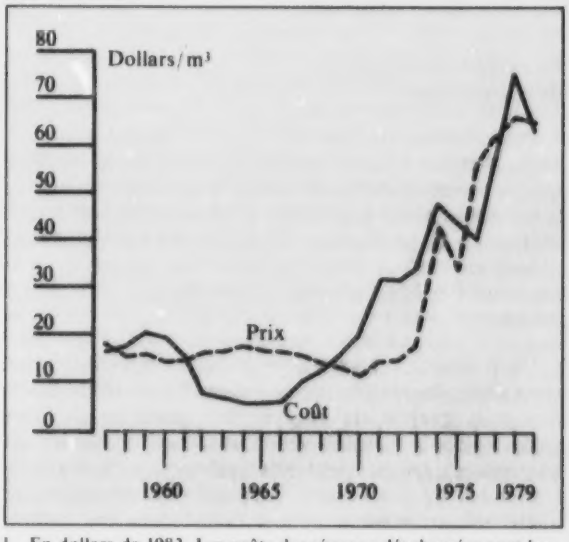
Le coût social du pétrole *produit* (c'est-à-dire le coût nivelé de l'approvisionnement) est d'environ 100 $/m³. Si l'on ajoute à cela le coût des primes, le coût privé nivelé se hausse à environ 134 $/m³ : c'est là le montant que le producteur devrait toucher pour récupérer les sommes investies dans la découverte et l'aménagement de la réserve. L'autre composante du coût nivelé est le coût d'exploitation de la production. En Alberta, il atteignait quelque 28 $/m³ en 1983[18].

La somme de l'ensemble des coûts sociaux donne une moyenne globale d'environ 128 $/m³ pour la production de nouveau pétrole léger classique en Alberta en 1983, chiffre qu'il faut comparer à sa valeur au point d'extraction, soit environ 224 $/m³ (voir le tableau 4-7). Cette comparaison montre que le coût social réel moyen de la découverte, de la préproduction et de la production de pétrole classique dans l'Ouest canadien, même s'il a augmenté par le passé, reste bien en deçà de la valeur de ce pétrole au point d'extraction, qui est établie suivant le prix mondial. On voit donc qu'il est rentable, de ce point de vue, de favoriser l'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole léger classique.

Il y a lieu de comparer ici les prix au point d'extraction aux coûts privés, lesquels, au contraire des coûts sociaux, comprennent les redevances, les taxes et les primes versées à l'État, moins les subventions reçues de lui. Pour avoir une idée de la rentabilité privée à long terme des approvisionnements en pétrole classique, nous comparons d'abord le coût privé des réserves homologuées et le prix des réserves en terre. Jusqu'à la fin des années 60, le coût de découverte et d'aménagement avait tendance à être inférieur au prix estimatif des réserves (graphique 4-4). Les coûts ont cependant distancé les prix au début des années 70, et ils leur sont restés légèrement supérieurs ou à peu près égaux depuis. L'évolution à peu près parallèle des coûts privés et des prix ces dernières années n'a pas de quoi surprendre, car l'augmentation du prix des réserves indique aux sociétés d'exploration que leurs activités deviennent plus rentables, ce qui engendre un certain nombre de réactions. Tout d'abord, on assiste à une certaine surenchère à l'égard des primes pour les permis d'exploration et de développement, tant pour les réserves jusque-là jugées non rentables que pour celles qu'on avait déjà considérées. Puis, les autres activités d'exploration (relevés sismiques, forage et ainsi de suite) s'intensifient et portent en outre sur des réserves plus éloignées. L'intensification de l'effort d'exploration provoque également des pressions à la hausse sur le coût des facteurs. Entre temps, les additions aux réserves ne se caractérisent qu'à un rythme assez lent. En raison de ces facteurs, les coûts privés et les prix des réserves ont tendance à progresser de pair, bien qu'il puisse se produire certains décalages.

Graphique 4-4

Prix et coût[1] moyens des réserves pétrolières développées dans le sol en Alberta, 1957-1979



1 En dollars de 1983. Les coûts des réserves développées sont les coûts privés, primes comprises (moyennes sur cinq ans).

SOURCE Uhler et Eglington, « Potential Supply »; et Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta ».

Nous estimons que, ces dernières années, les investissements consacrés à l'exploration, à la préproduction et à la production de nouveau pétrole classique ont

obtenu un rendement moyen légèrement inférieur à la normale, compte tenu du PRNP, des taxes et des redevances (y compris les primes) fédérales et provinciales et des incitations financières disponibles, y compris les sommes versées dans le cadre du PEP de l'Alberta. Cette faible rentabilité moyenne du cycle complet se constatait notamment en 1982, soit avant la signature (en juin 1983) de l'accord révisé entre le Canada et l'Alberta. Elle est également attribuable en partie au versement de primes qui reflétaient un optimisme excessif, surtout si l'on tient compte du fait que les taxes et les redevances à la production ne semblent laisser qu'une marge infime pour les primes.

Au vu de tous ces éléments, nous estimons donc que, si les perspectives économiques de l'exploration pour le pétrole conventionnel sont excellentes du point de vue social, les grandes entreprises n'ont en moyenne que peu d'incitation, compte tenu des coûts privés auxquels elles doivent faire face, à poursuivre leurs activités dans ce domaine et n'ont aucune incitation à les accroître. En d'autres termes, le niveau actuel des taxes et des redevances à la production est tel que la rentabilité prévue du cycle complet est, au mieux, un taux normal de rendement, pourvu que les primes restent au minimum. Le maintien de ces contraintes fiscales aura évidemment tendance à ralentir le rythme des activités d'exploration.

La récupération tertiaire de pétrole léger

Pour évaluer le coût du pétrole récupérable par l'injection de solvants miscibles, nous avons analysé quatre projets en Alberta[19]. Trois d'entre eux – ceux de Swan Hills, Fenn Big Valley et Nipisi Gilwood – sont déjà entrés en production, l'injection des solvants ayant débuté en 1982 et 1983. Le quatrième projet, dans le gisement Pembina, n'a pas encore dépassé le stade des études.

Dans chaque cas, on a déjà procédé à la récupération secondaire du pétrole par injection d'eau. Dans le cas des trois projets de récupération tertiaire déjà en exploitation, le fluide miscible utilisé est un liquide du gaz naturel, qui provient principalement des usines de traitement du gaz naturel. Le procédé de récupération a été mis au point et mis à l'essai dans des projets expérimentaux, mais comme les grandes usines de production ne sont en exploitation que depuis quelques années, il est trop tôt pour déterminer si les volumes récupérés répondront aux attentes. Ces projets particuliers n'exigent que des immobilisations assez modestes pour le forage de nouveaux puits de mise en valeur capables d'absorber la production accrue, ainsi que des puits requis pour injecter le fluide miscible. Les coûts d'exploitation, cependant, sont plus élevés que ceux de la production de pétrole classique.

À la lumière des données techniques disponibles à l'heure actuelle, les trois projets actifs semblent comporter des coûts sociaux qui se situent entre 82 $ et 125 $ le mètre cube de pétrole produit (en dollars de 1983). Si les usines peuvent maintenir les taux prévus de récupération, ces coûts resteront intéressants.

Le quatrième projet est assorti de faibles taux de production et d'une vie de 40 années. Il est probablement représentatif de plusieurs projets possibles de récupération tertiaire en Alberta qui pourraient éventuellement déboucher sur de grandes quantités de pétrole. Le coût social estimatif du pétrole produit est de l'ordre de 161 $/m^3, ce qui est toujours en deçà du prix mondial.

Nos calculs indiquent que la rentabilité privée effective ou potentielle des quatre projets occupe une fourchette entre un taux marginal (rendement tout juste normal) et un taux très élevé. À la variation des coûts correspond une variation importante de la rentabilité prévue.

Du fait qu'ils exploitent une ressource déjà découverte et développée, les projets de récupération tertiaire jouent un rôle important à l'égard de l'approvisionnement pétrolier futur. Les gouvernements ont accepté de partager le risque que représentent pour l'industrie les nouvelles techniques de récupération en rajustant le régime de redevances et la TRPG, ce qui donne un exemple du genre de collaboration qui doit s'établir entre l'État et l'industrie dans d'autres domaines. On pourrait cependant apporter certaines améliorations, notamment en adoptant des mesures fiscales particulières pour les projets à rentabilité marginale. Étant donné que les coûts sociaux de la mise en valeur de ces réservoirs supplémentaires, qui se situent dans la fourchette des 80 $ à 160 $/m^3, sont inférieurs au coût du brut importé, le Canada a tout intérêt à encourager la récupération de ce pétrole.

La récupération tertiaire de pétrole lourd

Le pétrole lourd récupéré à l'aide des méthodes de production primaire dépasse rarement 5 % du volume initial en place. La récupération secondaire par injection d'eau n'étant pas une méthode très efficace, il faut généralement faire appel à des procédés de récupération tertiaire pour améliorer les résultats.

Pour établir le coût de la récupération tertiaire de l'huile lourde, nous avons examiné un petit projet expérimental dans le gisement de Lindbergh, en Alberta, où l'on pourrait récupérer 0,9 million de m^3 de pétrole. D'après les données techniques disponibles, le coût social serait d'environ 166 $/m^3. Comme il s'agit d'un projet expérimental, le coût social d'une production commerciale de plus grande envergure pourrait être moindre. Encore une fois, le coût social est

inférieur au prix du pétrole lourd au point d'extraction, qui était d'environ 190 $/m³ (sur la base du PRNP) au début de 1984.

En vertu des accords financiers qui régissent présentement les projets de ce genre, l'industrie et le gouvernement se partagent les bénéfices ou les risques éventuels. Cette formule nous semble tout à fait raisonnable, car elle encourage suffisamment la poursuite de la recherche, au moyen de ce projet expérimental, sur des techniques destinées à accroître la récupération de pétrole lourd des nombreux gisements de ce type qu'on trouve en Saskatchewan et en Alberta.

Les sables bitumineux

Pour déterminer les coûts éventuels de la production du pétrole extrait des sables bitumineux de l'Alberta, nous avons étudié deux projets : un mégaprojet d'exploitation à ciel ouvert, qui n'a pas démarré, et un projet expérimental *in situ* (extraction souterraine), déjà en marche[20].

Le projet d'extraction à ciel ouvert, Alsands, devait produire environ 21 000 m³/j de pétrole léger synthétique dans le champ d'Athabasca[21]. Le coût global des immobilisations était estimé à 14 milliards de dollars et la durée du projet devait être de 29 ans. On avait prévu d'affecter 90 % des dépenses d'immobilisations au cours des années de préproduction à l'achat du matériel d'extraction et à l'aménagement du site, à l'extraction, à la valorisation, à une usine de production d'électricité et aux installations sur place pour l'administration et l'exploitation. Après le début de la production, le reste des capitaux, soit 10 %, devait surtout servir à remplacer le matériel minier au cours de la vie du projet.

Suivant les données relatives aux immobilisations et aux coûts d'exploitation, le coût social du pétrole synthétique produit par Alsands aurait atteint environ 315 $/m³. Le projet n'aurait donc pas été économiquement viable, vu que le prix du pétrole synthétique, à la porte de l'usine, tel qu'établi d'après le prix mondial en 1984, n'est que d'environ 240 $/m³. Puisque le coût social dépasserait le prix mondial, un grand projet du genre Alsands ne serait intéressant pour l'industrie que dans la mesure où il ferait l'objet d'une aide gouvernementale considérable – plus considérable encore que celle que prévoyait l'offre finale au consortium Alsands. Le rejet de cette offre par le consortium en 1982 traduisait bien le degré d'incertitude lié à ce genre de projet et ses chances marginales de succès économique, tout au moins dans la perspective actuelle de stabilité du prix mondial du pétrole, en termes réels. Certains croient maintenant qu'on pourrait construire une usine semblable à celle d'Alsands à un coût inférieur, mais la rentabilité d'un tel projet resterait entourée d'incertitude.

Il serait préférable, dans les circonstances actuelles, d'exploiter les sables bitumineux sur une échelle plus petite. Les projets de Cold Lake et Wolf Lake, conçus pour la récupération du bitume présent dans les sables asphaltiques au moyen de procédés *in situ* – c'est-à-dire à l'aide des techniques d'extraction souterraine, rendues nécessaires par le fait que les sables sont trop profonds pour qu'on puisse en extraire le pétrole à ciel ouvert de façon rentable – illustrent ce genre d'opération[22].

Nous examinons ici le projet de Wolf Lake, dont la vie prévue est de 25 ans et qui devrait produire 1 100 m³/j de pétrole. Le projet comportera initialement 192 puits; 50 autres puits seront ensuite forés à chaque année, pour compenser la diminution de la production. Au cours de la vie du projet, on forera 1 200 puits, qui auront chacun une vie de cinq à dix années. Une bonne part de la recherche comportera des forages expérimentaux ayant pour objet de déterminer le genre de puits qui optimaliserait la récupération du bitume. On estime à 51 millions de m³ la quantité de bitume en place, et le coefficient de récupération prévu pour ce projet est de 18 %.

Les immobilisations totales sur la durée du projet sont estimées à 550 millions (en dollars de 1983). On affectera environ 200 millions aux coûts de préproduction, la mise en production devant démarrer en 1985. On estime que les coûts d'exploitation se chiffreront à environ 35 millions de dollars par an, en moyenne, dont 40 % s'appliqueront à l'achat du gaz naturel qui servira de combustible. Le coût nivelé du pétrole produit sera d'environ 80 $/m³.

Le coût social global du bitume produit à Wolf Lake est d'environ 180 $/m³, ce qui n'est que légèrement inférieur à la valeur du pétrole lourd au point d'extraction, soit environ 190 $/m³ en 1984. Comme il s'agit d'un projet expérimental comportant une part importante de recherche relative aux procédés de forage et d'extraction, l'exploitation commerciale d'une usine plus grande à une date ultérieure pourrait comporter un coût unitaire moins élevé.

À l'échelle actuelle, le projet de Wolf Lake atteindra vraisemblablement un niveau de rendement qui lui permettra tout juste de recouvrer le coût des investissements; le régime fiscal est cependant en mesure de maintenir la rentabilité des opérations. La taille du projet n'est donc pas assez importante pour qu'on puisse en percevoir une rente économique, mais on est en droit de supposer que l'écart entre le coût social du pétrole et son prix au point d'extraction sera plus grand pour les projets d'extraction souterraine. L'intérêt des

projets de ce genre pour le Canada, s'ils sont socialement rentables, tient aux immenses réserves en profondeur qu'on pourrait exploiter pour l'approvisionnement futur. Il importe cependant de rappeler que le pétrole lourd n'a qu'un marché restreint et incertain et qu'on ne peut le valoriser qu'à un coût élevé.

Les régions éloignées

Les zones les plus intéressantes, à l'heure actuelle, pour l'exploitation du pétrole des régions éloignées au Canada se trouvent dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie et au large de la côte atlantique[23]. L'archipel de l'Arctique et les autres régions éloignées présentent des possibilités intéressantes à long terme, mais leurs perspectives pour l'approvisionnement à moyen terme sont plus limitées.

Mer de Beaufort et delta du Mackenzie

La région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie présente un intérêt particulier pour la concrétisation des perspectives pétrolières du Canada car elle est le prolongement vers le nord du bassin sédimentaire de l'Ouest. Lorsque l'usine de Norman Wells entrera en production à la fin de 1985, on aura fait le premier pas pour amener les ressources nordiques aux marchés en les raccordant au réseau nord-américain de pipelines. Compte tenu du nombre relativement restreint de puits qui ont été forés dans le delta et dans les eaux de la mer de Beaufort, le coefficient de découvertes est très encourageant. Depuis le moment où les activités d'exploration ont commencé à s'accélérer au début des années 60 jusqu'en 1982, quelque 180 puits ont été creusés au coût d'environ 2 milliards de dollars. On a découvert 12 réservoirs de pétrole, 11 réservoirs de gaz et quatre réservoirs renfermant les deux, ce qui a permis de recenser près de 159 millions de m^3 de pétrole et environ 255 millions de m^3 de gaz. Il faudra cependant poursuivre les forages de délimitation pour déterminer si les réserves sont en mesure de fournir les volumes minimaux devant assurer la rentabilité économique de projets précis pour la production et le transport du pétrole et du gaz.

On a comparé l'embouchure du Mackenzie aux grands bassins deltaïques porteurs d'hydrocarbures ailleurs dans le monde; ses ressources ont alléché et allèchent encore les entreprises d'exploration. Son éloignement et les conditions climatiques qui y règnent ont toutefois limité le rythme de l'exploration à quelques puits par année, habituellement à moins d'une dizaine, que ce soit sur la terre ferme ou au large de la côte. Les délais de démarrage y sont donc beaucoup plus longs qu'ailleurs et l'investissement requis pour l'exploration est considérable.

Au départ, les compagnies cherchaient du pétrole plutôt que du gaz, mais les gisements du delta semblent plus prolifiques en gaz et la recherche du pétrole se concentre maintenant dans la mer de Beaufort. Les travaux de prospection visent non seulement à déterminer les perspectives en matière de pétrole mais aussi à découvrir d'importants réservoirs. La question que se posent les grandes sociétés d'exploration et leurs partenaires investisseurs, de même que le gouvernement fédéral, qui les subventionne abondamment, est de savoir si le jeu en vaut la chandelle. Pour trouver des éléments de réponse à cette question, il faut d'abord déterminer la taille minimale d'un réservoir de pétrole qui rentabiliserait sa mise en exploitation, compte tenu du coût de la production et du transport jusqu'à Montréal. En d'autres termes, il s'agit de savoir à quel seuil de taille la mise en valeur du pétrole de la mer de Beaufort peut devenir rentable, si l'on postule que le prix à Montréal est de 252 $/$m^3$. (Tous les coûts et prix cités dans cette section sont exprimés en dollars de 1983.) On peut ensuite analyser les incidences qu'ont sur ce seuil de rentabilité les diverses propriétés des réservoirs, lesquelles déterminent les systèmes de production requis.

En calculant le seuil de rentabilité, on peut avoir une idée des risques économiques que comporte l'exploitation des gisements de la mer de Beaufort, car on découvrira probablement plus de petites réserves que de réserves importantes, même si les structures pétrolifères sont très vastes. En outre, l'analyse du seuil de rentabilité présente un grand intérêt du fait qu'une usine expérimentale de petite taille comporte des risques environnementaux moins grands et serait acceptée plus facilement, en même temps qu'elle pourrait ouvrir la voie à des installations plus importantes.

Dome Petroleum estime que le seuil de rentabilité d'une exploitation en mer sur une plateforme de forage unique, pour une profondeur d'environ 50 mètres, exige que le réservoir de pétrole ait une capacité productive de 35 à 55 millions de m^3 (pour une valeur moyenne de 44 millions de m^3), en supposant le maintien du régime fiscal actuel qui s'applique aux Terres du Canada et de la valeur réelle du prix du pétrole. Si l'on fait abstraction des taxes et des redevances, le seuil de rentabilité s'établit à 34 millions de m^3. Ces estimations supposent que le produit est livré aux marchés par des pétroliers.

Le prix postulé du pétrole a un effet marqué sur le seuil de rentabilité. Ce dernier baisse d'environ 45 %, passant de 44 à 24 millions de m^3, si l'on suppose que le prix croîtra de 5 % par année et si l'on tient compte des taxes et redevances. L'effet d'une diminution des prix va dans le sens contraire et il est encore plus prononcé : une chute des cours pétroliers de 5 % par année entraînerait une escalade de 70 % du seuil de rentabilité. Celui-ci est également relevé si l'on postule que le

pétrole est livré par pipeline depuis le delta du Mackenzie, que les taxes et redevances soient ou non incorporées dans les calculs.

Pour une exploitation dans des eaux moins profondes (environ 20 mètres), le seuil de rentabilité est inférieur d'environ 25 %, soit environ 33 millions de m^3, taxes et redevances comprises, ou environ 27 millions de m^3 sans ces prélèvements. La Société pétrolière Impériale affirme que, pour que l'exploitation soit rentable, il faudrait des réserves d'environ 48 millions de m^3 dans un gisement ou dans plusieurs petits gisements, sur la terre ferme ou dans les eaux peu profondes de la mer de Beaufort[24].

Si l'on suppose un réservoir dont la structure exige une exploitation à partir de cinq plateformes, le seuil de rentabilité calculé en fonction des coûts privés se situerait autour de 100 millions de m^3, soit deux ou trois fois plus que pour une exploitation à une seule plateforme. On suppose ici que le pétrole est acheminé vers les marchés par des oléoducs terrestres.

Au-delà de ces considérations relatives au seuil de rentabilité, on pourrait envisager de produire, à partir des gisements de la mer de Beaufort, du pétrole à un coût unitaire relativement faible – comparable ou inférieur à celui d'autres sources de pétrole au Canada – en supposant des conditions d'exploitation et des perspectives de rentabilité très favorables (conditions qui, à vrai dire, paraissent assez peu probables). On postule alors qu'on aura découvert des réserves suffisantes pour que la production soit optimalisée et que les coûts soient réduits au minimum, et il reste à déterminer si l'effort d'exploration dans cette région pourrait éventuellement être rentable. S'il est peu probable que tous les facteurs géologiques, techniques et administratifs propres à une telle entreprise soient favorables, la possibilité n'en est pas exclue pour autant. Le coût social estimatif de l'approvisionnement dans ces conditions représente donc un minimum, au-dessus duquel le prix mondial doit demeurer pour que la mise en valeur du pétrole de la mer de Beaufort soit rentable.

Si on postule la présence d'un réservoir très productif d'environ 160 millions de m^3 qu'on pourrait exploiter à partir d'une seule plateforme de forage, le coût social du demi-cycle s'établit à environ 95 $/$m^3$ (15 $ le baril), y compris le coût du transport vers Montréal. Cela signifie que, dans l'hypothèse où les conditions d'exploitation seraient favorables et où le prix mondial se maintiendrait à son niveau actuel, la mise en valeur du champ pétrolifère du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort pourrait devenir rentable. Ce scénario suppose que le pétrole serait acheminé vers les marchés par des pipelines terrestres.

Nonobstant le potentiel de réserves, les coûts d'aménagement seraient considérables. La production tirée d'un réservoir moyen d'environ 64 millions de m^3 à partir d'une seule plateforme exigerait un investissement global de 3,6 milliards de dollars. Cette somme recouvre le forage de 69 puits (au coût de 1,5 milliard) et des installations de production (près de 1,4 milliard). Les coûts d'exploitation atteindraient quelque 1,6 milliard de dollars sur la vie du projet, soit un coût nivelé moyen d'environ 24 $/$m^3$. (Tous ces chiffres sont en dollars de 1983.)

Le coût d'exploitation d'un réservoir de 100 millions de m^3 à partir de cinq plateformes serait beaucoup plus élevé. L'investissement requis serait d'environ 7,8 milliards de dollars, soit 1,5 milliard pour la construction des plateformes, environ 3,8 milliards pour les installations de production et 2 milliards pour 80 puits de mise en valeur. Le coût d'exploitation global sur la durée de production de 19 ans atteindrait 6,1 milliards, tandis que le coût unitaire nivelé serait d'environ 58 $/$m^3$.

Sur le plan de la rentabilité attendue, un tel projet donnerait au producteur un rendement légèrement inférieur au taux normal, en supposant le maintien du prix mondial à son niveau actuel. La rente économique disponible serait très faible. Par contre, les scénarios postulant une seule plateforme de production et l'existence de réserves supérieures au seuil de rentabilité comportent la présence de quasi-rentes de production, dont une partie devrait être réservée à l'industrie pour défrayer les coûts de prospection.

Les gisements de l'Atlantique

Nos estimations de la rentabilité de l'exploitation éventuelle des gisements situés au large de la côte est sont fondées sur les données relatives au champ d'Hibernia, situé dans les Grands Bancs, à environ 300 km au sud-est de Saint-Jean (Terre-Neuve)[25]. Le champ d'Hibernia s'étend sur environ 8 000 hectares, à une profondeur de 3 500 mètres; l'intervalle du réservoir est de quelque 88 mètres et les réserves récupérables se situent entre 230 et 290 millions de m^3.

Depuis la découverte du gisement en 1979, on a foré neuf puits de prospection et les réserves homologuées auprès de l'Office national de l'énergie sont les premières à être reconnues par l'ONE comme établies dans les régions éloignées. Jusqu'à maintenant, on n'a encore pris aucune décision quant au système de production qui sera éventuellement utilisé. La rigueur occasionnelle du climat dans ce secteur y amène parfois des vents violents et de fortes houles, ce qui, avec la présence d'icebergs et de glaces flottantes, crée des conditions d'exploitation exceptionnellement difficiles. Les données relatives à la production et aux coûts (en dollars de 1983) utilisées dans notre analyse reposent sur l'hypothèse d'un système de production constitué d'une structure fixée au sol sous-marin.

Le coût des immobilisations atteindrait 5,4 milliards de dollars[26], tandis que les coûts d'exploitation annuels seraient d'environ 190 millions. À un rythme de production de pointe d'un peu moins de 40 000 m^3/j, cela équivaudrait à un coût nivelé d'environ 20 $/m^3$. À la lumière de ces données, on peut estimer le coût total du demi-cycle à environ 85 $/m^3$ au point d'extraction et à environ 93 $/m^3$ pour le pétrole livré à Montréal.

Ces estimations restent cependant très aléatoires, en raison des problèmes techniques à surmonter dans la conception d'une plateforme de production appropriée. Dans l'ensemble, nous estimons que le gisement d'Hibernia présente un potentiel de pétrole peu coûteux pour le Canada, à la condition que le coût du système de production retenu ne soit pas sensiblement plus élevé que ne le prévoient les estimations actuelles.

Résumé

Le tableau 4-9 résume nos résultats quant aux coûts sociaux et à la rentabilité des approvisionnements pétroliers en provenance des principales sources potentielles du Canada. On y constate, d'abord, que les coûts varient considérablement, non seulement d'une source à l'autre mais, pour chacune, d'un projet à l'autre également. Compte tenu des investissements et des risques que comporte l'activité d'exploration, nos résultats indiquent que le pétrole classique de l'Ouest canadien est le moins coûteux. Cela reste vrai même s'il est obtenu à l'aide de procédés de récupération tertiaire, car il est encore possible d'en acquérir une bonne partie à des coûts sensiblement inférieurs au prix mondial. Pour la mer de Beaufort et le gisement d'Hibernia, les résultats sont forcément beaucoup moins certains, puisqu'ils ne concernent que des projets hypothétiques et qu'ils ne tiennent pas compte des coûts d'exploration. Les estimations nous amènent néanmoins à croire que, même s'il y a des risques, on pourrait produire du pétrole à partir de ces sources à des coûts comparables à ceux du pétrole extrait du bassin de l'Ouest.

Par contre, bien qu'on connaisse assez bien les caractéristiques géologiques des couches de sables bitumineux, leur exploitation à ciel ouvert semble être la source de pétrole la plus coûteuse. Elle suppose de longs délais de démarrage, de l'ordre de huit à dix ans,

Tableau 4-9

Coûts sociaux et rentabilité des approvisionnements en pétrole au Canada, suivant la source

Source	Observations	Coût social d'approvisionnement[1]	Rentabilité du secteur privé
Pétrole léger classique de l'Ouest canadien	Coûts moyens estimatifs du cycle complet	130 $	Faible, suite à une performance moyenne
Récupération assistée de pétrole léger de l'Ouest canadien	Fourchette de coûts de 4 projets	de 80 $ à 160 $	De faible à bonne, selon le projet
Récupération assistée de pétrole lourd de l'Ouest canadien	Projet expérimental	165 $	Faible
Pétrole synthétique des sables bitumineux exploitables en surface	Données d'Alsands	315 $	Aucune
Bitume des sables exploités *in situ*	Données de Wolf Lake (projet expérimental)	180 $	Faible, peut-être bonne, si on accroît la taille du projet
Pétrole léger de la mer de Beaufort (suppose une découverte commerciale)	Livré à Montréal	de 75 $ à 250 $	Pourrait être bonne, mais plus vraisemblablement faible, en raison du risque élevé d'exploration
Côte Est, pétrole léger d'Hibernia (coûts de la plateforme incertains)	Livré à Montréal	95 $	Pourrait être bonne, mais risques élevés de développement et d'échec technologique
Valeur approximative du pétrole au point d'extraction, d'après le prix du pétrole (au début de 1984)		240 $ (léger) 190 $ (lourd)	

1 En dollars de 1983 par m^3, arrondi au 5 $ le plus rapproché. Toutes les estimations de coûts se rapportent au demi-cycle (développement et production), sauf pour le pétrole léger classique de l'Ouest canadien.

SOURCE Estimations effectuées par le Conseil économique du Canada.

et les investisseurs n'ont qu'une faible marge pour diversifier leur risque financier.

Les évaluations de la rentabilité varient également d'une source d'approvisionnement à l'autre. Les écarts tiennent en partie aux différences de coûts, mais ils font aussi ressortir certaines difficultés liées aux politiques actuelles. Les régimes fiscaux en place ne favorisent pas la mise en valeur de toutes les réserves éventuellement rentables. Le principal déséquilibre à cet égard se retrouve dans le bassin de l'Ouest, où les taxes et les redevances à la production tendent à absorber une trop grande part de la quasi-rente, ce qui laisse à l'industrie, en moyenne, une marge de manœuvre très faible pour offrir des primes pour l'obtention de permis d'exploration. La structure fiscale nuit également à la mise en œuvre de certains projets.

L'élasticité de l'offre

Tant les données historiques que les résultats de nos travaux indiquent qu'on pourrait produire plus de pétrole à un coût inférieur au prix mondial si on accroissait les incitations à l'exploration et à la mise en valeur des réserves. Nous avons examiné une gamme d'estimations de l'élasticité-prix de l'approvisionnement en pétrole classique produit dans des régions et horizons géologiques mûrs de l'Alberta; mais nos propres recherches indiquent que cette élasticité est d'au moins 0,4. À la lumière de cette estimation, à combien se chiffrerait une augmentation des approvisionnements en provenance de l'Ouest sous l'effet de modifications à la politique actuelle ?

Les prévisions de l'ONE envisagent quelque 605 millions de m^3 d'additions aux réserves de pétrole léger et lourd provenant de nouvelles découvertes, de forages intercalaires et de récupération par injection d'eau (secondaire). Comme cette prévision repose sur l'hypothèse du maintien de la politique actuelle, on peut affirmer, sur la foi de notre estimation de l'élasticité-prix, qu'une hausse du prix des réserves porterait ces dernières au-delà du chiffre cité par l'ONE. Ainsi, compte tenu d'une élasticité de base de 0,4, une augmentation de 50 % du prix accroîtrait les additions aux réserves classiques de 20 %, soit d'environ 121 millions de mètres cubes[27].

Les projections de l'ONE pour la production de pétrole conventionnel indiquent que plus de 50 % du bassin de l'Ouest est épuisé. Or, il ressort de nos travaux qu'on pourrait accroître le rythme des additions aux réserves en instituant des mesures incitatives susceptibles d'augmenter les rentrées nettes de l'industrie au titre du nouveau pétrole au cours des prochaines années. Pour arriver à ce résultat, il faudra cependant que la politique soit davantage axée sur la rentabilité du cycle complet.

Nos recherches sur la récupération tertiaire de pétrole léger et lourd nous amènent à convenir avec l'ONE qu'il existe des réserves appréciables que l'on peut exploiter par ce moyen. On pourra y parvenir à la condition de tenir compte des projets à rentabilité marginale sur le demi-cycle. Les modifications apportées récemment aux politiques en place vont justement dans ce sens. Comme nous l'avons vu plus tôt, les estimations de l'élasticité-prix des réserves pour les projets de récupération tertiaire sont généralement supérieures à 1,0, ce qui signifie que la rentabilité éventuelle de ces projets semble jouer un rôle important à l'égard des additions aux réserves.

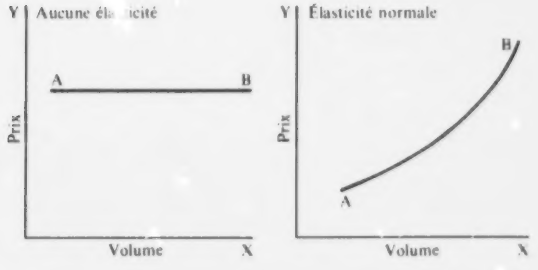
La rentabilité des additions aux réserves provenant des nouvelles découvertes ou des projets de récupération tertiaire dépendra de l'accès aux marchés d'exportation et de la présence d'installations de conversion. À l'heure actuelle, l'ONE prévoit deux usines de valorisation. Si la valorisation semble effectivement être une solution valable, elle ne sera rentable que si le coût social final du produit est inférieur à sa valeur au point d'extraction, c'est-à-dire au prix mondial.

Lorsqu'on examine l'exploitation des sables bitumineux, tant à l'aide de techniques d'extraction souterraine qu'à ciel ouvert, dans le contexte de l'approvisionnement pétrolier futur, il faut se demander si cette source constitue un appoint illimité, qui ne serait accessible qu'aux entreprises et aux gouvernements qui ont le dos solide ou si, au contraire, elle n'est pas différente des autres sources, dont les coûts varient d'un projet à l'autre. Si les réserves de sables bitumineux sont connues, elles n'en restent pas moins sujettes aux incertitudes technologiques et économiques.

Au contraire de la plupart des activités de l'industrie du pétrole, l'exploitation des sables bitumineux à ciel ouvert est une véritable opération minière. Comme pour toutes les autres activités minières, les coûts varient considérablement à l'égard des projets existants et éventuels; ils varient suivant la teneur en pétrole et la continuité des couches pétrolifères, la profondeur des sédiments de surface, l'accessibilité des services d'eau et autres, l'éloignement des sites et ainsi de suite.

Est-ce parce que les projets Syncrude et Alsands comportaient une usine de valorisation qu'ils semblent avoir été perçus moins comme des mines que comme des usines manufacturières que l'on peut reproduire en série ? Certains auront pu croire, en effet, qu'on peut maintenir l'approvisionnement pétrolier indéfiniment pourvu qu'on y mette le prix. Or, la réalité est toute autre. Plus haut, nous avons vu que la courbe de l'offre pour le pétrole classique du bassin de l'Ouest est souvent perçue, à tort, comme étant verticale. À l'inverse, beaucoup perçoivent la courbe de l'offre pour l'exploitation à ciel ouvert des sables bitumineux comme étant horizontale. Pour notre part, nous

croyons que le pétrole, quelle que soit sa provenance – sources conventionnelles (y compris la récupération tertiaire), sables bitumineux exploitables à ciel ouvert ou en profondeur – est caractérisé par une courbe d'offre en pente ascendante, ce qui signifie que les approvisionnements augmenteront si les producteurs y trouvent davantage leur profit. Il s'ensuit donc que l'offre du pétrole tiré des sables asphaltiques exploités à ciel ouvert ou à l'aide de techniques d'extraction souterraine est sensible à l'évolution de la politique pétrolière, mais dans les limites déterminées par les coûts de production relativement élevés. À plus long terme, le secteur pétrolier ne pourra progresser que sous l'impulsion de nouvelles percées technologiques, et c'est là justement un domaine où l'État peut utilement maintenir et accroître son aide à la recherche appliquée, y compris aux projets expérimentaux.



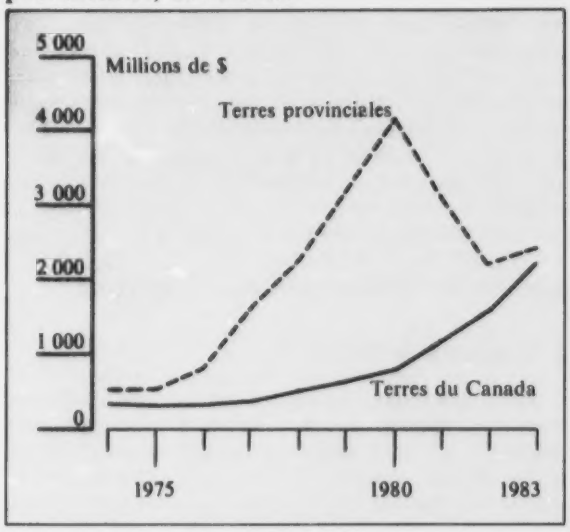
On ne peut estimer statistiquement l'élasticité de l'approvisionnement pétrolier pour les régions éloignées parce que celles-ci n'ont encore produit aucun volume de pétrole. Il est certain, en tout cas, que les dépenses d'exploration, y compris les subventions fédérales au titre du PEP, ont augmenté rapidement ces dernières années (graphique 4-5), et les intervenants actifs dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort sont de plus en plus convaincus de l'existence de réserves commercialement exploitables, mais ils n'ont pas encore atteint le seuil de rentabilité de quelque 34 à 44 millions de m^3, jugé indispensable pour raccorder ces régions au marché. Tant qu'on n'aura pas exploité les découvertes et amené le pétrole sur le marché, la rentabilité prévue du cycle complet restera forcément très faible. En outre, le régime fiscal actuel s'appliquant aux Terres du Canada n'est pas de nature à améliorer les perspectives.

Évaluation de la politique pétrolière

La politique pétrolière en vigueur à l'heure actuelle s'inscrit essentiellement dans les grandes lignes tracées par le Programme énergétique national, annoncé en 1980, par la « Mise à jour » de 1982 et par les accords fédéraux-provinciaux. Nos travaux ont montré que

Graphique 4-5

Dépenses d'exploration pour les hydrocarbures, Terres du Canada et terres provinciales, 1974-1983



SOURCE Données de l'Association pétrolière du Canada.

l'offre de pétrole, quelle qu'en soit la source, varie suivant les coûts et les risques dont la politique est assortie. Par ailleurs, les politiques budgétaires, à l'échelon fédéral aussi bien que provincial, doivent renfermer des principes fondamentaux de gestion efficiente des ressources pour que le Canada puisse actualiser son potentiel pétrolier de la manière la plus économique possible. Le premier pas dans cette voie consiste à établir le prix du pétrole de manière à faciliter la solution des problèmes d'approvisionnement. En second lieu, il importe d'instaurer un juste équilibre des incitations financières qui s'appliquent aux diverses sources de pétrole, compte tenu des risques associés à chacune. Troisièmement, les gouvernements devront s'efforcer de concevoir un régime de taxation plus uniforme et plus efficace.

Les prix

L'un des points d'appui fondamentaux du PEN consiste à maintenir le prix du pétrole classique à un niveau inférieur au cours mondial. Suivant le PEN, « le gouvernement est résolu à ce que le prix du pétrole canadien ne soit pas rattaché aux prix mondiaux, mais soit déterminé au Canada[28] ». Ce n'était pas là une orientation entièrement nouvelle, puisque les années 70 avaient vu s'élargir l'écart entre le prix canadien et le prix mondial.

Si le PEN comprimait la hausse des prix du pétrole classique au point d'extraction, il renfermait, à l'égard du pétrole non classique, des dispositions qui reflétaient le désir d'établir les prix en fonction du coût réel de l'approvisionnement. Pour encourager la mise en valeur des sables bitumineux, le PEN établissait, pour le pétrole extrait de cette source, un prix de référence deux fois plus élevé que celui du pétrole conventionnel. Il renfermait également un prix pour le pétrole obtenu par récupération tertiaire, qui se situait à peu près à mi-chemin entre les deux autres prix[29].

Les prix pétroliers ont fait l'objet de révisions importantes depuis que le PEN a été introduit il y a plus de quatre ans. Ils sont maintenant déterminés par deux ententes subséquentes entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta, ainsi que par des accords avec les autres provinces productrices. Les accords actuels établissent une distinction entre le pétrole « ancien » et le pétrole « nouveau ». L'ancien pétrole (découvert avant 1974) continue de se vendre à un prix inférieur au cours mondial, alors que le PRNP s'applique présentement à environ 45 % de la production intérieure, y compris le pétrole découvert depuis 1974 et le pétrole obtenu à l'aide de forages intercalaires, l'huile synthétique, le produit de la récupération tertiaire et le pétrole provenant des régions éloignées.

Si l'adoption du PRNP a corrigé certains des problèmes de tarification qui avaient fait leur apparition au cours des années 70, rétablissant ainsi un certain degré d'incitation à la découverte et à la mise en valeur de nouvelles réserves, la distinction entre les prix de l'ancien et du nouveau pétrole a inévitablement fait naître de nouvelles complications. Les décisions d'investissement sont infléchies par le désir de réduire la production de pétrole classé comme ancien et d'accroître celle du pétrole réputé être nouveau à partir de réserves connues au moyen de forages intercalaires ou de procédés de récupération tertiaire, de manière à répondre à une demande donnée, même si cela entraîne des coûts quelque peu plus élevés. Cela a pour effet d'accroître le coût social de la production pétrolière, de sorte que la distinction entre ancien et nouveau pétrole a des répercussions préjudiciables à l'accroissement de l'offre et aux investissements dans la production de pétrole moins coûteux. Pour que le Canada puisse réaliser son potentiel pétrolier, il faudrait fixer le prix de l'huile à sa valeur d'opportunité – c'est-à-dire, au prix mondial – sans tenir compte des distinctions entre l'ancien pétrole et le nouveau. Cela pourrait exiger des rajustements au régime actuel des redevances, dans le cadre d'une nouvelle entente fédérale-provinciale.

En tout état de cause, il faut rejeter d'emblée toute tentation de fixer le prix du pétrole en fonction des coûts au point d'extraction. Cette conception, qui sous-tend l'approche adoptée dans le PEN, soulève des difficultés techniques liées aux différences de coûts rattachées à divers stades du cycle de production et à divers horizons temporels. Vaut-il mieux fixer les prix selon les coûts marginaux à court terme, selon les coûts à long terme ou selon les coûts moyens ? Doivent-ils refléter les coûts du cycle complet, tout en tenant compte des puits secs ? De nombreuses autres questions tout aussi complexes se posent. En fait, les Canadiens devraient tirer une bonne leçon de l'expérience de la Federal Power Commission, aux États-Unis, dont les efforts en vue d'aligner le prix du gaz naturel américain sur son coût apparent pendant un certain nombre d'années ont débouché sur des pénuries de gaz en 1978, suivies, après une déréglementation partielle, de l'offre excédentaire qu'on trouve à l'heure actuelle.

Parce qu'elles touchent à beaucoup de préoccupations autres que l'approvisionnement en pétrole, les politiques de prix adoptées depuis une dizaine d'années se sont écartées des principes d'une saine gestion des ressources. La décision de comprimer la hausse des prix intérieurs (jusqu'à l'introduction du PRNP) a restreint les perspectives de rentabilité et la capacité de l'industrie à découvrir et mettre en valeur de nouvelles réserves. La distinction entre l'ancien et le nouveau pétrole a faussé le jeu de l'offre. Par suite de la grande diversité des dispositions financières spéciales régissant l'exploitation des ressources pétrolières, l'industrie a tendance à concentrer ses efforts sur la production qui produira les bénéfices les plus élevés en tenant pleinement compte des mesures fiscales, plutôt que de se concentrer sur la production du pétrole le moins coûteux.

L'équilibre des encouragements pétroliers

Le but premier du PEN était d'encourager la découverte et l'exploitation des ressources pétrolières dans les régions éloignées, tout en accordant aussi une certaine place aux sables bitumineux et à la récupération tertiaire. Le PEN ne négligeait pas entièrement les politiques de prix et de taxation qui s'appliquaient au pétrole classique (en Alberta, surtout), mais il les considérait du point de vue de la perception des recettes fiscales plutôt qu'à titre d'éléments d'une politique cohérente d'approvisionnement pétrolier.

Les priorités du gouvernement fédéral se reflétaient dans la révision du régime d'encouragements pour le pétrole et le gaz. Avant l'introduction du PEN, la Loi de l'impôt sur le revenu permettait aux contribuables de déduire de leur revenu imposable les « allocations d'épuisement », qui correspondaient généralement au tiers des dépenses d'exploration et d'exploitation et de certaines dépenses d'immobilisations relatives aux usines de sables bitumineux. Avec le PEN, les allocations d'épuisement devaient diminuer graduellement et finir par disparaître, sauf pour les sables bitumineux.

Reconnaissant qu'un changement au régime d'allocations réduirait considérablement l'incitation à investir, le PEN institua un régime entièrement nouveau de subventions directes à l'exploration et au développement versées aux termes du PEP.

Les subventions accordées dans le cadre du PEP visent à la fois à favoriser la canadianisation de l'industrie du pétrole et du gaz et à faire infléchir les investissements en faveur des Terres du Canada. La proportion des dépenses d'exploration et d'aménagement d'une entreprise admissible aux subventions du PEP augmente en fonction de son taux de participation financière canadienne. Comme cette proportion est plus faible pour les investissements dans les terres provinciales que pour ceux qui sont faits à l'égard des Terres du Canada, il est moins intéressant de mettre en valeur les ressources pétrolières du bassin de l'Ouest, toutes autres choses étant égales (tableau 4-10).

Tableau 4-10

Paiements d'encouragement liés au TPC, en proportion des dépenses admissibles, Terres du Canada et terres provinciales, mars 1984

	Taux de propriété canadienne (TPC)[1]			
	A	B	C	D
Terres du Canada				
Exploration	25	50	65	80
Développement		10	15	20
Terres provinciales				
Exploration		15	25	35
Développement		10	15	20

1 Les niveaux suivants sont utilisés :
A = moins de 50 % de TPC;
B = entre 50 % de TPC et le niveau C;
C = 63 % du TPC en 1984, augmentant de 1 % l'an jusqu'à 65 % en 1986;
D = 71 % du TPC en 1984, augmentant de 2 % l'an jusqu'à 75 % en 1986.

SOURCE Price Waterhouse Chartered Accountants, *Oil and Gas Taxation*, Toronto, 1984.

Les nouveaux accords d'exploration relatifs aux Terres du Canada montrent bien quels ont été les effets de ces mesures. Les grandes entreprises étrangères ont encouragé, au moyen d'accords d'amodiation, la participation de firmes canadiennes à leurs activités d'exploration sur les Terres du Canada, de sorte qu'elles ont pu ainsi accroître le montant des subventions fédérales auxquelles elles étaient admissibles. Ces entreprises sont ainsi en mesure d'effectuer des forages sans se servir de leur propre argent, car c'est Ottawa qui paie la plupart des opérations de sondage en vertu des ententes d'exploration.

À notre avis, ces subventions directes aux investissements pétroliers ne sont pas le meilleur moyen d'encourager la participation canadienne aux activités de prospection et de développement. Comme elles représentent jusqu'à 80 % des coûts de prospection dans les régions éloignées, elles constituent une invitation au gaspillage du fait que les entreprises prennent des risques excessifs ou paient trop cher les services de forage. Ces subventions incitent également les entreprises à brouiller les accords qui les lient.

Au-delà de ces préoccupations relatives à l'utilisation efficiente des deniers publics, ce qui importe ici, ce n'est pas tellement le niveau de l'activité sur les Terres du Canada, mais plutôt de savoir si cette activité se déroule aux dépens des autres activités pétrolières et gazières ou d'autres investissements productifs dans l'économie qui pourraient aider à réduire les coûts et les risques de l'approvisionnement en pétrole dans un avenir plus rapproché. La production tirée des régions éloignées ne réglera, à moyen terme, aucun des problèmes d'approvisionnement du Canada, mais elle finira par prendre sa place à côté de la production plus conventionnelle du bassin de l'Ouest. La politique actuelle relative aux Terres du Canada, du fait qu'elle distribue les subventions avec autant de largesse malgré les incertitudes géologiques, technologiques et économiques qui entourent l'exploration dans les régions éloignées, comporte des risques très élevés, de sorte qu'elle semble mal équilibrée. Les encouragements à l'exploration devraient, à notre avis, être mieux répartis entre les régions et les types d'investissement.

Nous croyons qu'on devrait se pencher plus attentivement sur la possibilité d'accroître les incitations économiques à l'exploration et au développement dans le bassin de l'Ouest. À l'heure actuelle, on ne semble pas suffisamment tenir compte des incidences des coûts du cycle complet. S'il est raisonnable d'encourager l'activité sur les Terres du Canada à long terme, le gouvernement devrait néanmoins réévaluer le coût des subventions actuelles. Celles-ci devraient être modifiées de manière à correspondre plus étroitement aux avantages qu'on peut en attendre et aux délais qui s'écouleront vraisemblablement avant que ces avantages commencent à se concrétiser.

La rente économique

Du fait qu'ils contrôlent la perception de la rente économique, les gouvernements contrôlent également, dans une large mesure, la rentabilité existante et prévue de l'industrie. Étant donné ce que nous savons maintenant de l'élasticité des approvisionnements relativement à différents niveaux de rentabilité, l'État

peut donc, dans une certaine mesure, contrôler le rythme de l'exploration et de l'aménagement des réserves de pétrole et de gaz – et par conséquent, celui de l'approvisionnement pétrolier.

Les primes et les redevances sont le principal moyen dont les provinces se servent pour percevoir la rente économique sur les terres qui leur appartiennent. Le montant des redevances varie d'un puits à l'autre afin de tenir compte de la variabilité des niveaux de productivité et des coûts des puits dans un gisement donné. Le barème des redevances sert donc d'indicateur de la rentabilité de chaque puits, du fait que le pourcentage des recettes brutes que rapporte la redevance est étroitement corrélé avec la rentabilité d'un gisement donné. En Alberta, les redevances pétrolières sont fonction de la productivité des puits et des prix à la fois; en outre, on fait la distinction entre l'ancien et le nouveau pétrole. Les régimes de redevances dans les autres provinces sont semblables à celui de l'Alberta.

À l'échelon fédéral, la TRPG, qui est l'un des instruments servant à percevoir des recettes fiscales sur les ressources pétrolières, semble moins efficace que les redevances provinciales. Introduite dans le cadre du PEN à titre de prélèvement uniforme sur les recettes d'exploitation nettes (les prix moins les coûts d'exploitation) tirées de toute la production de pétrole et de gaz au Canada, son taux effectif est maintenant de 12 % et elle n'est différée après la reprise de l'investissement qu'à l'égard des projets de récupération tertiaire et d'autres projets spéciaux de récupération du pétrole qui ont fait l'objet d'une négociation. Dans tous les autres cas, elle s'applique dès le début de la production. La taxe n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le revenu. Dès son adoption, elle a provoqué des réactions hostiles pour un certain nombre de raisons, y compris le fardeau accru imposé aux producteurs, car elle entraînait une baisse de leur marge bénéficiaire et de leurs liquidités. Les provinces s'opposaient à la TRPG, qui leur paraissait être une ingérence du pouvoir fédéral dans leur champ fiscal, du fait qu'elle s'apparentait à une redevance à la production. Aux controverses qu'a suscitées le débat sur la justification de la TRPG se sont ajoutées celles qui étaient liées à sa conception même, du fait qu'elle n'est pas aussi efficace qu'un impôt sur les bénéfices.

Étant donné que la TRPG ne permet de déduire du revenu imposable que les coûts d'exploitation, qui représentent généralement environ 10 % des coûts privés du cycle complet, elle revient effectivement à « écrémer » une partie des recettes brutes de production, indépendamment de la rentabilité du demi-cycle ou du cycle complet. La difficulté fondamentale, dès lors, est que cette taxe n'est pas liée assez étroitement à la rentabilité réelle ou prévue. Les projets à faible rentabilité sont surtaxés, tandis que ceux qui rapportent des bénéfices supérieurs à la normale ont une charge fiscale trop faible. Il faudrait donc réviser la conception même de la TRPG.

L'un des moyens d'axer la TRPG davantage sur les bénéfices consisterait à permettre de déduire certains coûts d'immobilisations, comme cela se fait présentement à l'égard des projets de récupération tertiaire jusqu'à ce que les investissements produisent leur plein rendement. Cette modification de la TRPG, qui en ferait une taxe ressemblant à un impôt sur les bénéfices plutôt que sur les recettes, offrirait des avantages précieux aux producteurs et une certaine protection en aval au cours des périodes de ralentissement. Elle serait donc un moyen plus efficace de favoriser la production de pétrole.

Ces observations s'appliquent également à la production sur les Terres du Canada. Le régime fiscal s'appliquant aux activités dans ces régions comprend la TRPG, un impôt fédéral sur le revenu de 46 % et deux types de redevances fédérales, ainsi que les subventions au titre du PEP. Au cœur du régime de redevances, on retrouve la « redevance additionnelle progressive » (RAP), qui s'applique aux bénéfices supérieurs à la normale découlant de l'exploitation d'un gisement délimité. La RAP frappe les recettes moins les coûts d'exploitation et d'investissement, l'impôt sur le revenu à payer, la TRPG et la redevance de base de 10 %. Elle est donc axée sur la rentabilité, mais la TRPG et les redevances de base semblent loin d'être efficaces. En outre, la politique s'appliquant actuellement aux Terres du Canada ne comprend pas l'adjudication par vente aux enchères des droits à l'exportation, bien qu'un tel régime semble pourtant être de nature à répartir efficacement les risques entre l'industrie et le gouvernement.

À notre avis, l'approvisionnement en pétrole tiré des sables bitumineux exploités par le secteur privé est sans aucun doute sensible à l'évolution de la politique, mais dans les limites déterminées par les coûts relativement élevés de la production. On peut axer les mesures fiscales relatives aux sables bitumineux sur la rentabilité des projets, comme cela s'est fait pour les accords individuels touchant aux petits projets d'extraction souterraine comme ceux de Wolf Lake, Cold Lake et Elk Point. La politique devrait refléter l'élasticité de l'approvisionnement à partir des sables bitumineux – c'est-à-dire, que la courbe de l'offre suit une pente ascendante suivant la hausse des prix – et elle devrait établir un régime de taxes et de redevances sur les bénéfices qui soient explicites et stables. Il faut que les gouvernements disent sans équivoque que la production des sables bitumineux ne sera pas interrompue pour être cooptée avec la production d'autres sources.

Conclusions

Le Canada a un important patrimoine de ressources en hydrocarbures. À l'heure actuelle, cette richesse est sous-exploitée en raison des faiblesses d'une politique soumise à une décennie de rajustements pour tenir compte de l'envolée des prix mondiaux du pétrole. Si l'un des objectifs des Canadiens est de réaliser le potentiel économique de ces ressources, il ne fait pas de doute que le prix des approvisionnements intérieurs en pétrole doit être aligné sur le cours mondial. Cette exigence se rattache au choix fondamental que doivent effectuer les Canadiens à cet égard : ou bien exploiter leurs ressources pétrolières, ou bien acheter le pétrole sur le marché mondial. En fait, il semble bien que nous ferons toujours l'un et l'autre, compte tenu des coûts du transport, de la qualité des pétroles et d'autres facteurs.

Les résultats de nos travaux montrent que l'offre de pétrole – notamment dans le bassin de l'Ouest, mais aussi dans toutes les autres régions pétrolières – évolue suivant le niveau des incitations économiques et les orientations de la politique des hydrocarbures. Les approvisionnements provenant du bassin de l'Ouest – qu'ils soient attribuables à de nouvelles découvertes, à l'extension des réserves existantes ou à la récupération tertiaire – continueront de jouer un rôle important jusque dans les années 90, surtout si l'on tient compte du coût élevé des nouveaux approvisionnements provenant des sables bitumineux. En outre, sauf pour l'usine de Norman Wells, il est peu probable que les Terres du Canada fournissent un volume important de pétrole avant la seconde moitié des années 90. De façon générale, la politique ne doit pas privilégier une source d'approvisionnement par rapport à une autre, mais elle doit plutôt assurer un régime décentralisé d'incitations pour amener l'industrie à explorer et à mettre en valeur les sources dont le coût social est inférieur au prix mondial du pétrole.

Tout au long de nos travaux, nous avons dit qu'on a eu tendance récemment à croire que l'approvisionnement pétrolier du Canada viendra, à moyen terme, des sources non classiques et des régions éloignées. À notre avis, il faudra compter, plus qu'on ne le croit généralement, sur les réserves en pétrole classique du bassin sédimentaire de l'Ouest jusque dans les années 90. En outre, notre analyse a démontré que cette solution est tout à fait plausible, puisque ce bassin offre encore de bonnes perspectives économiques, à condition qu'on instaure un régime susceptible d'encourager l'industrie à tirer parti de ces possibilités.

5 L'approvisionnement en gaz naturel

On dit souvent, d'un seul souffle, « le pétrole et le gaz » comme s'il s'agissait de deux produits apparentés. Or, ils le sont effectivement : ces deux hydrocarbures se trouvent souvent au même endroit et les techniques d'exploration, de mise en valeur et de production au point d'extraction sont, pour l'essentiel, assez semblables.

Néanmoins, il existe aussi des différences importantes entre le pétrole et le gaz naturel. Le processus de production du gaz est plus élaboré; il requiert une infrastructure plus complexe et un système de transport plus coûteux, car le gaz ne peut être expédié par camion et le transport par bateau s'avère très coûteux. La production de gaz est également caractérisée par de longs délais de démarrage. Pour assurer la viabilité de la production et de la distribution, il faut donc pouvoir compter sur l'existence et l'accessibilité de réserves suffisamment importantes et conclure des contrats à long terme. En outre, l'industrie du gaz naturel est fortement réglementée, plus encore que celle du pétrole, de sorte que son marché est plus rigide. Il est aussi plus restreint que celui du pétrole. Le gaz naturel est vendu essentiellement sur le continent, car il est difficile de l'acheminer par mer vers d'autres pays; dans le cas du pétrole, par contre, il existe un marché international très bien structuré. Par conséquent, le pétrole et le gaz naturel posent des problèmes de tarification assez différents. Enfin, ces dernières années, les exportations ont joué un rôle beaucoup plus important à l'égard de la croissance de l'industrie dans le cas du gaz naturel que dans celui du pétrole. C'est parce que ces différences sont susceptibles d'influencer l'analyse des approvisionnements et la formulation des politiques touchant les hydrocarbures que nous avons décidé de consacrer un chapitre distinct au gaz naturel.

L'aspect peut-être le plus marquant du marché du gaz naturel est le déséquilibre qui existe présentement entre l'offre et la demande. À cela s'ajoute le fait que la capacité établie d'approvisionnement en gaz naturel au Canada est environ deux fois plus importante que celle du pétrole – en termes d'équivalence énergétique –, bien que la demande de pétrole soit environ deux fois plus élevée que la demande de gaz naturel. À l'heure actuelle, l'offre de gaz dépasse considérablement la demande, non seulement au Canada, mais sur l'ensemble du marché nord-américain.

Bien que ce surplus traduise un sérieux déséquilibre sur le marché, il offre aux Canadiens un certain nombre de possibilités. Si le prix du gaz naturel était déréglementé, il baisserait probablement, du moins par rapport à celui du pétrole, ce qui permettrait d'atteindre un meilleur équilibre entre l'offre et la demande de gaz au Canada. À court et à moyen termes, non seulement la déréglementation permettrait-elle aux consommateurs canadiens de bénéficier de la diminution du prix du gaz naturel, mais elle favoriserait le remplacement du pétrole. À moyen terme, avec l'utilisation croissante du gaz naturel, le réseau de gazoducs pourrait être développé pour satisfaire aux besoins nouveaux; du même coup, les Canadiens se trouveraient mieux préparés à satisfaire leurs besoins à long terme.

Les gains qu'il serait possible de réaliser en abaissant les prix de l'énergie découlent en définitive de l'excédent actuel de gaz naturel. Ce surplus est le résultat de l'effort intense d'exploration et de mise en valeur dans l'industrie du gaz au cours de la dernière décennie. La perspective de tirer profit de la situation actuelle est rendue encore plus intéressante par le potentiel gazier considérable que renferment le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et les régions éloignées.

On fait parfois valoir que, pour maximiser les retombées à long terme de l'exploitation du gaz naturel et d'autres ressources non renouvelables, nous devrions tenter de limiter la production et de conserver autant que possible ces ressources en prévision des besoins et des hausses de prix à l'avenir. Toutefois, il ne faut pas oublier que l'exploitation de ces ressources peut produire des revenus qui, réinvestis dans l'économie, pourront engendrer un flux d'investissements et de revenus, dont certains serviront à accroître le stock de ressources exploitables. Autrement dit, le taux de croissance du prix de la ressource au fil des ans peut faire que les avantages engendrés par l'exploitation actuelle des ressources soient plus grands que ceux qui découleraient des mêmes activités à une date plus lointaine.

Il reste à savoir s'il sera possible de tirer profit du surplus actuel, tout en conservant et même en améliorant le potentiel à long terme. Les politiques qui seront mises en œuvre joueront un rôle décisif à cet égard car les formules de prix, le régime de taxes et de redevances et l'étendue de la réglementation sont autant

d'éléments qui détermineront si le marché du gaz naturel pourra effectivement s'ajuster aux pressions de l'offre et de la demande, à court et long termes.

L'excédent actuel et le fait qu'il devrait persister encore un certain temps indiquent que la politique du gaz naturel n'est pas adaptée aux conditions du marché. Elle est inutilement rigide et, à moins qu'elle ne soit assouplie, les Canadiens ne pourront tirer parti des possibilités qui s'offrent à eux. Si la politique actuelle ne leur permet pas de concrétiser ces avantages potentiels, ils doivent alors s'interroger sur les moyens à prendre pour corriger la situation. Il ne fait aucun doute que les rajustements de politique effectués au cours des deux dernières années en vue d'augmenter la consommation intérieure de gaz naturel et de mieux répondre aux conditions des marchés d'exportation allaient dans la bonne direction puisqu'ils tenaient précisément compte des déséquilibres du marché. Toutefois, ils ne semblent pas avoir eu un effet suffisamment déterminant.

L'approvisionnement actuel

Notre capacité établie d'approvisionnement en gaz naturel commercialisable est déterminée plus ou moins de la même façon que pour le pétrole : on évalue d'abord les réserves établies restantes qui peuvent être récupérées, puis le potentiel de production de ces réserves. La « capacité de livraison du gaz » désigne habituellement la production de gaz et elle peut correspondre au rythme prévu ou au rythme potentiel de production.

Définitions

Gaz naturel brut – Gaz naturel non traité.

Gaz naturel non associé – Gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut dans un réservoir.

Gaz associé – Gaz naturel qui recouvre directement et touche le pétrole brut dans un réservoir.

Gaz commercialisable – Gaz naturel répondant à des critères déterminés concernant son utilisation finale.

Liquides du gaz naturel – Les hydrocarbures, tels l'éthane, le propane, le butane et les pentanes et autres condensats, provenant du traitement du gaz naturel brut.

À la fin de 1982, les réserves établies récupérables de gaz naturel commercialisable au Canada s'élevaient à 2 658 milliards de m³ (tableau 5-1), dont la plus grande partie était sous forme de gaz non associé. À la fin de 1983, les réserves étaient évaluées à 2 645 milliards de m³. La consommation intérieure étant d'environ 45 milliards de m³ annuellement[1], ces réserves devraient nous permettre de satisfaire les besoins intérieurs et de respecter nos contrats actuels d'exportation bien au-delà de l'an 2000.

Tableau 5-1

Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable au Canada et additions aux réserves, au 31 décembre 1982

En milliards de m³

	Réserves établies restantes	Additions aux réserves
Régions « conventionnelles »		
Colombie-Britannique	260	13
Alberta	1 861	76
Saskatchewan	46	1
Autres	8	1
Total partiel	2 175	90
Régions « éloignées »		
Territoires (portion continentale)	11	2
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie	150	
Îles de l'Arctique	322	
Total partiel	483	2
Total	2 658	92

SOURCE : Données de l'Office national de l'énergie.

Les régions productrices traditionnelles, notamment le bassin de l'Ouest, interviennent pour plus de 80 % des réserves établies restantes. Les réserves de gaz reconnues comme « établies » dans les régions éloignées comprennent quelque 150 milliards de m³ dans le delta du Mackenzie et quelque 322 milliards de m³ dans l'archipel de l'Arctique; les ressources découvertes au large de la côte est ne sont pas encore comptabilisées dans les réserves établies. En 1982, les additions aux réserves établies atteignaient 92 milliards de m³ – imputables soit à de nouvelles découvertes, à la révision d'estimations antérieures ou à l'extension de gisements existants – toutes en provenance des régions traditionnelles. Pour 1983, les additions aux réserves seraient de l'ordre de 60 milliards de m³.

Le potentiel de livraison annuelle de gaz commercialisable provenant des régions traditionnelles était

estimé à 135,2 milliards de m³ en 1983[2]. La production, cette année-là, a atteint 65 milliards de m³, ce qui signifie que la capacité de l'industrie du gaz naturel n'était exploitée qu'à 48 %[3]. La demande intérieure a absorbé un peu plus des deux tiers de la production annuelle. Le reste, soit 20,2 milliards de m³, a été exporté vers les États-Unis; ce volume ne correspondait qu'à 43 % des quantités autorisées par l'ONE pour l'année 1983[4].

Il est évident que l'industrie dispose d'une capacité largement excédentaire. Les puits inexploités, ainsi que l'offre excédentaire et la faiblesse des prix sur le marché d'exportation, témoignent d'une situation d'ensemble où l'offre et la demande sont en déséquilibre. Un certain nombre de facteurs sont à l'origine de ce surplus.

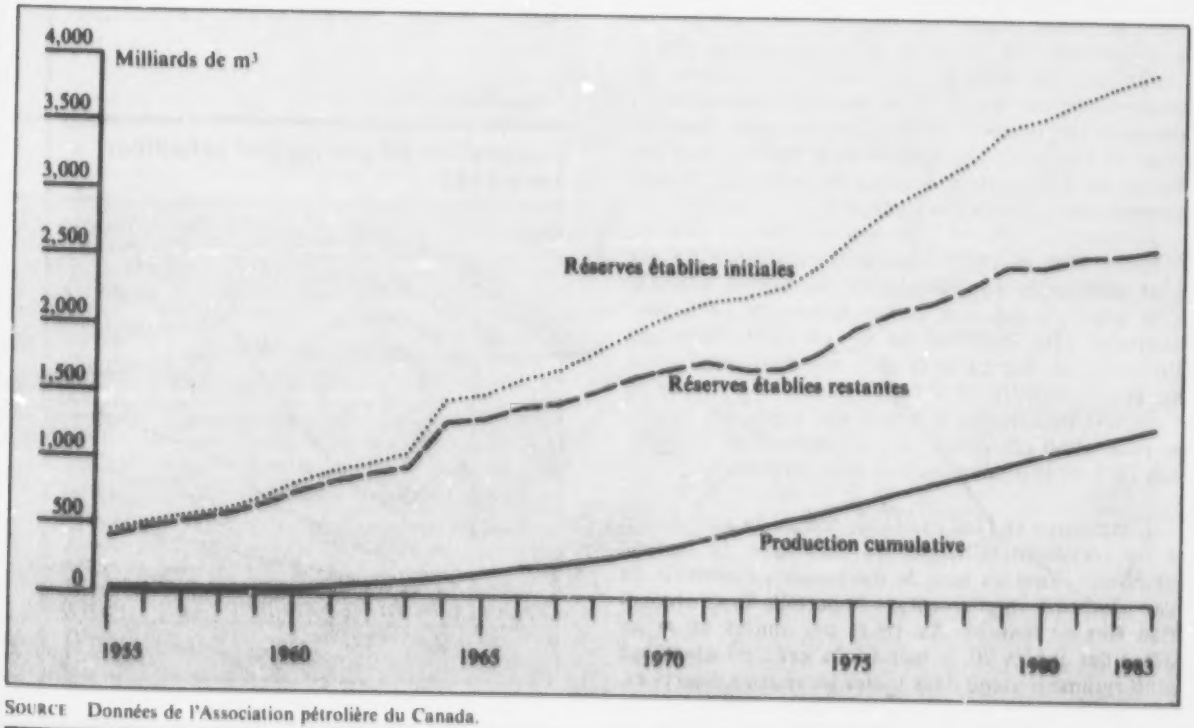
L'évolution de l'industrie

Bien que l'extraction du gaz naturel au Canada remonte aux années 1880, cette activité a vraiment démarré avec la découverte du gisement de Leduc en Alberta en 1947 et la période d'exploration fébrile qui a suivi dans le bassin de l'Ouest. Au début, les découvertes de gaz étaient essentiellement une conséquence accessoire de la prospection pétrolière. Les prospecteurs étaient peu intéressés à trouver du gaz naturel et à le mettre en valeur en raison des délais et des investissements requis pour l'acheminer vers les marchés éventuels. Le gaz découvert, qu'il ait été ou non associé à des nappes de pétrole, restait inexploité ou était brûlé, ou encore il était consommé par des utilisateurs industriels ou résidentiels installés à proximité des puits.

Avec le temps, toutefois, les découvertes successives ont constitué des réserves appréciables. En 1957, le niveau des réserves établies avait atteint 500 milliards de m³, ce qui équivaut à environ 20 % des réserves établies actuelles (graphique 5-1)[5]. De telles réserves permettaient amplement à l'époque de satisfaire les besoins intérieurs et de répondre à la demande sur les marchés d'exportation. Les découvertes importantes faites depuis ont contribué à soutenir l'expansion de l'industrie du gaz naturel jusqu'à nos jours.

Graphique 5-1

Réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable au Canada, 1955-1983



SOURCE Données de l'Association pétrolière du Canada.

Tableau 5-2

Répartition régionale de la production de gaz naturel commercialisable, Canada, 1955-1982

En milliards de m³

	1955	1960	1965	1970	1973	1975	1980	1982
Alberta	3.0	9.1	24.0	42.9	55.5	58.1	62.1	64.1
Colombie-Britannique		2.2	3.9	8.9	13.1	10.8	8.6	7.5
Saskatchewan	0.2	0.9	1.0	1.4	1.6	1.5	1.2	1.3
Territoires					0.8	0.8	0.4	0.2
Est du Canada	0.3	0.5	0.4	0.5	0.3	0.3	0.4	0.4
Total	3.5	12.7	29.3	53.7	71.3	71.5	72.7	73.5

SOURCE Données de l'Association pétrolière du Canada.

Le développement qui a le plus marqué l'évolution de l'industrie du gaz naturel au Canada a été la mise en place, à la fin des années 50 et au début des années 60, d'un réseau de gazoducs permettant de relier les gisements exploités aux marchés intérieurs et étrangers. La société Westcoast Transmission termina la construction d'un gazoduc desservant la Colombie-Britannique et le nord-ouest des États-Unis en 1957; la société TransCanada PipeLines compléta l'installation des canalisations vers le marché de l'est et le raccordement à certains points frontaliers en 1958; en 1961, un gazoduc nord-sud transportait du gaz naturel vers la Californie. En Alberta, un réseau de collecte fut progressivement mis en place afin d'acheminer le gaz des puits aux usines et, de là, aux principales canalisations de transport. Les réseaux de gazoducs, ainsi que les tracés d'un certain nombre de nouveaux réseaux projetés sont illustrés à la figure 5-1.

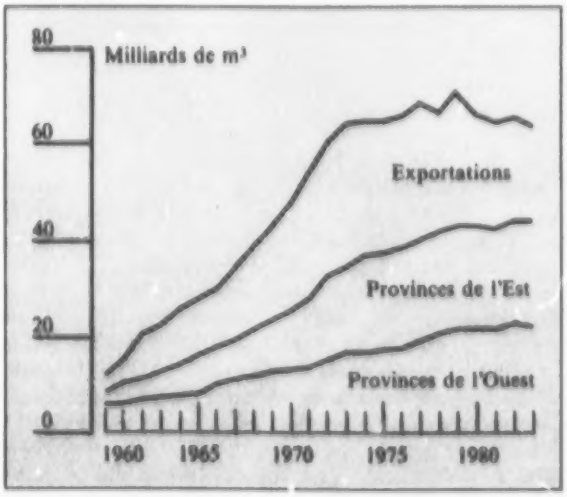
Entre 1960 et 1973, l'industrie canadienne du gaz s'est développée rapidement; la production annuelle s'est accrue à un taux annuel moyen de 14 % pour atteindre 71,3 milliards de m³ en 1973. Bien que l'Alberta soit demeurée le plus important producteur au cours de cette période, l'industrie du gaz de la Colombie-Britannique a connu une expansion rapide, sa production atteignant 13,1 milliards de m³ en 1973, soit 18 % de la production nationale (tableau 5-2).

L'expansion de l'industrie canadienne du gaz naturel a été fortement tributaire de l'évolution du marché américain. Tout au long de son histoire, l'industrie du gaz a expédié un pourcentage important de sa production vers ce marché. Au cours des années 60 et au début des années 70, le marché du gaz s'est développé à un rythme soutenu dans toutes les régions desservies, les exportations vers les États-Unis enregistrant la croissance la plus marquée. En 1973, environ 50 % de la production canadienne était exportée outre-frontière, surtout vers les États de l'ouest, tandis que les marchés intérieurs de l'est et de l'ouest absorbaient respectivement 26 et 24 % du gaz produit (graphique 5-2).

En dépit de la croissance du marché du gaz naturel au cours des années 60, les travaux d'exploration sont demeurés axés principalement sur la découverte de pétrole; environ 30 % seulement des activités de forage visaient à découvrir du gaz naturel. La préférence pour

Graphique 5-2

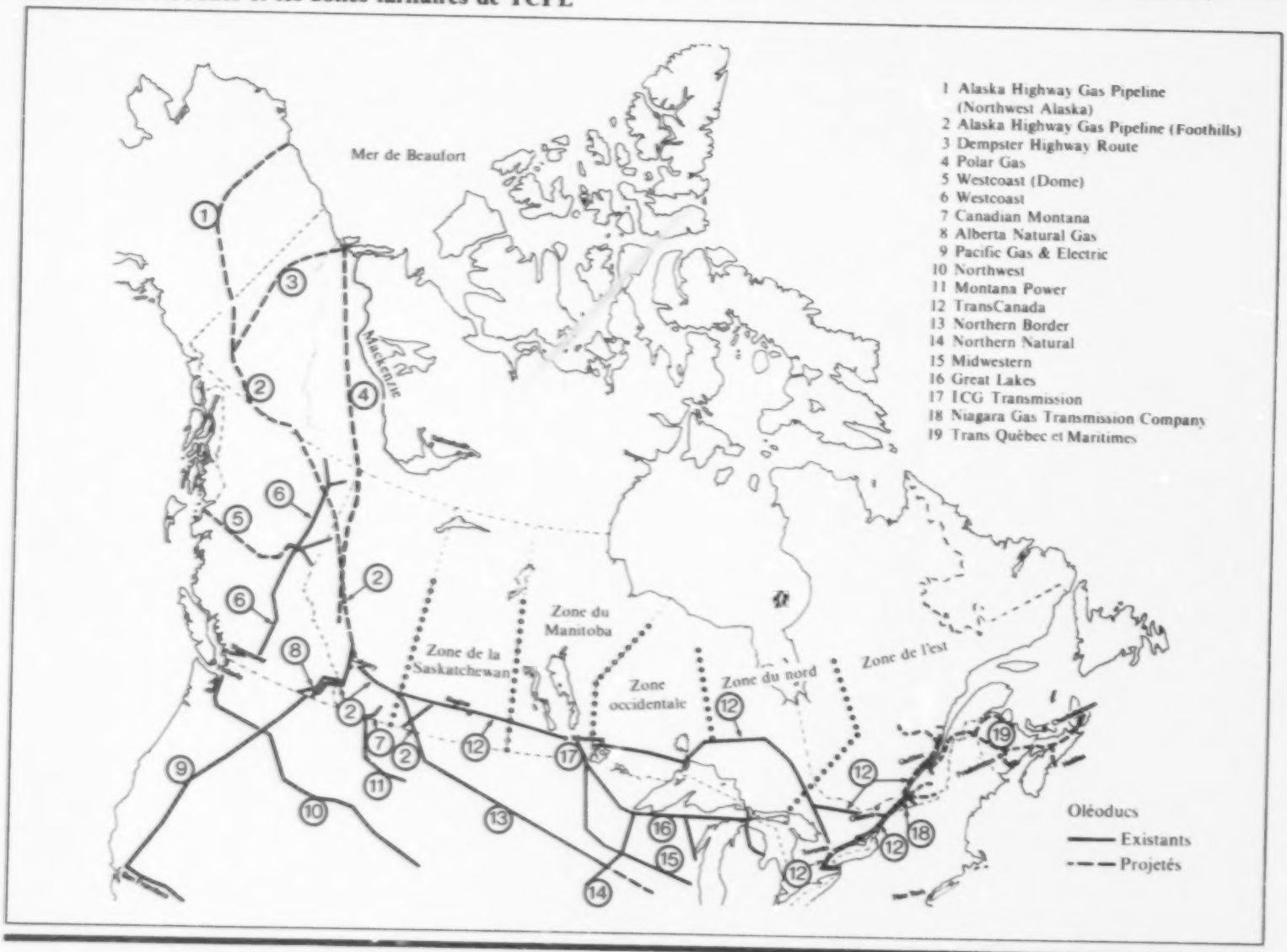
Destination du gaz naturel canadien, 1960-1983



SOURCE Données de l'Association pétrolière du Canada.

Figure 5-1

Le réseau d'oléoducs et les zones tarifaires de TCPL



le pétrole a persisté en partie parce que les producteurs de gaz devaient accepter des prix peu élevés au point d'extraction, sans compter les délais importants qui survenaient avant de pouvoir trouver des débouchés commerciaux; cette situation était attribuable en partie aux coûts élevés que devaient assumer les sociétés engagées dans le transport et la distribution du gaz naturel, ainsi qu'aux coûts de commercialisation liés à la pénétration de nouveaux marchés.

Vers le milieu des années 70, le marché du gaz naturel connut un revirement marqué. À la suite des fortes hausses de prix décrétées par l'OPEP et des modifications apportées aux politiques gouvernementales, le prix moyen du gaz au point d'extraction augmenta de façon considérable, passant de 6 $/mille m³ en 1973 à 56 $ en 1979[6]. Cette évolution se révéla plus que suffisante pour inciter l'industrie à intensifier la recherche de gisements de gaz. En raison du fait que le prix du gaz naturel augmentait plus rapidement que celui du pétrole, l'effort d'exploration se déplaça massivement vers la prospection gazière. Au cours de la période 1973-1979, les réserves établies de gaz naturel ont augmenté à un taux annuel moyen de 6 % pour atteindre le niveau de 2 500 milliards de m³ en 1979. Ces additions aux réserves comprenaient également les découvertes faites dans le delta du Mackenzie et dans les îles de l'Arctique au cours de la première moitié des années 70.

Le prix des réserves de gaz

Pour établir le prix des réserves, il faut effectuer un calcul régressif à partir du prix au point d'extraction. D'abord, on impute à la production la valeur du volume total de gaz produit à l'usine, puis on soustrait les coûts de l'usine, ce qui donne le prix composite du gaz au point d'extraction. Il faut ensuite faire un calcul régressif à partir de cette valeur pour déterminer les recettes nettes et le prix des réserves, tels que nous les avons définis au chapitre 4.

Tableau 5-3

Coûts privés et sociaux[1] de l'exploration et de la mise en valeur des gisements de gaz naturel en Alberta, 1960-1981

Dollars mille m³

	Coûts basés sur une moyenne mobile de cinq ans		Coûts non basés sur une moyenne mobile de cinq ans	
	Privés	Sociaux	Privés	Sociaux
1960	5,79	4,46	3,31	2,38
1961	7,45	5,84	43,46	37,74
1962	7,45	6,01	8,69	6,59
1963	8,28	6,83	12,83	10,35
1964	7,45	6,19	4,55	3,85
1965	7,45	6,27	4,55	3,86
1966	6,62	5,52	12,00	10,49
1967	8,28	6,99	10,35	8,82
1968	11,17	9,58	6,21	5,00
1969	13,24	11,50	10,35	8,68
1970	15,73	13,79	26,49	23,57
1971	14,90	13,51	31,04	28,35
1972	14,07	12,99	26,90	23,98
1973	15,31	14,39	5,79	5,64
1974	13,66	12,99	8,69	8,27
1975	13,24	12,73	66,22	63,45
1976	16,56	15,83	19,04	18,31
1977	21,11	20,05	15,73	15,12
1978	23,18	21,59	14,90	14,08
1979	25,66	23,68	24,01	22,56
1980	..	..	41,80	37,85
1981	..	..	33,52	30,49

1 En dollars de 1983. Les coûts privés de l'exploration et de la mise en valeur du gaz en terre comprennent les primes versées pour les droits d'exploration et de mise en valeur, mais non pas les autres paiements aux gouvernements. Les coûts sociaux excluent tous les impôts versés aux gouvernements, y compris les primes versées pour les droits d'exploration et de mise en valeur.

SOURCE Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta ».

En revanche, la demande commença à stagner vers 1979, alors que la croissance de la demande intérieure ralentit et que l'on enregistra un fléchissement graduel des exportations. En dépit de ce repli, la valeur des exportations de gaz naturel s'est accrue en pourcentage de l'ensemble des exportations de marchandises au cours de la période 1973-1979, en raison de la hausse marquée des prix à l'exportation. Le volume de production total a oscillé autour de 70 milliards de m³ par année, un niveau correspondant à moins de la moitié de l'accroissement moyen des réserves au cours de la période. L'effet combiné de l'augmentation rapide des réserves et du ralentissement de la demande a porté le ratio réserves/production à environ 35 ans, soit bien au-delà du niveau correspondant à un équilibre entre l'offre et la demande.

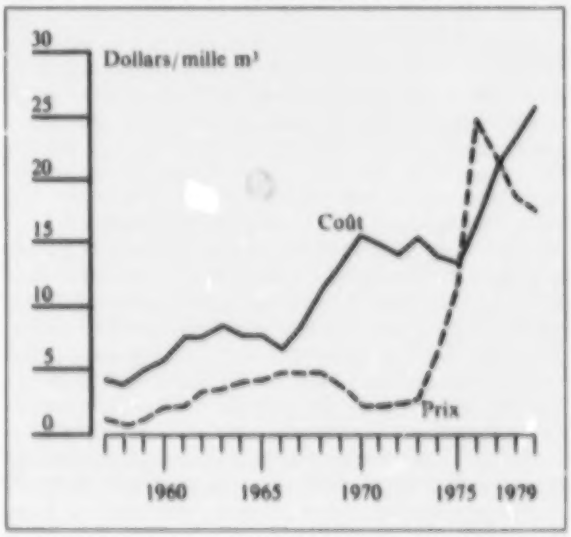
Depuis 1979, la crainte d'une pénurie de gaz naturel s'est dissipée pour encore une dizaine d'années au moins, en raison de l'excédent de capacité considérable qui s'est constitué progressivement. Cette conjoncture a naturellement modéré l'ardeur de l'industrie à trouver et à exploiter de nouvelles réserves de gaz naturel dans le bassin de l'Ouest et, tout particulièrement, dans les régions éloignées. L'intérêt manifesté pour de nouveaux projets d'exploration et de mise en valeur demeure toutefois important, car l'exploitation de certains gisements importants de gaz naturel durant les années 90 pourrait se révéler très rentable, sans compter le besoin de garantir les approvisionnements pour l'avenir plus lointain.

Le passé nous a appris que l'exploitation du gaz naturel suit une courbe cyclique caractérisée par des hauts et des bas. L'équilibre entre l'offre et la demande ne se réalise que lentement, mais ce marché n'est pas insensible aux stimulants économiques. Le surplus actuel est attribuable en partie aux mesures adoptées par les gouvernements pour contrer la menace d'une pénurie de gaz naturel, mais ces initiatives ont entraîné une accumulation de réserves qui dépasse largement le rythme de consommation.

L'accroissement du potentiel gazier du Canada au cours de la période 1960-1979 s'est fait à un coût sans cesse plus élevé (tableau 5-3). Les coûts d'exploration et de mise en valeur des gisements de gaz naturel sont passés de 6 $ à 8 $/mille m³ au début des années 60 à plus de 25 $/mille m³ en 1979 (en dollars de 1983). Toutefois, contrairement à l'exploitation pétrolière, la hausse des coûts dans l'industrie du gaz naturel ne va pas en s'accélérant. En outre, bien que les coûts semblent varier beaucoup d'une nappe de gaz à l'autre, les écarts sont moins prononcés que dans le cas du pétrole. Un examen des coûts calculés selon une moyenne mobile de cinq ans permet de voir la tendance générale des coûts d'une année à l'autre; les données brutes, en revanche, révèlent une variabilité extrême. Bien qu'il y ait certains écarts entre le prix des réserves et les coûts d'exploration au moment où ces réserves sont homologuées, les coûts ont tendance à suivre la valeur des nouvelles réserves de gaz naturel (graphique 5-3).

Graphique 5-3

Prix moyen et coût privé[1] des réserves de gaz mises en valeur en Alberta, 1957-1979



1 Moyennes mobiles sur cinq ans, en dollars de 1983.
Source : Uhler et Eglington, « Potential Supply », et Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta ».

En termes réels, le coût moyen de l'exploration et de la mise en valeur des nouvelles réserves de gaz naturel en Alberta a suivi une courbe très irrégulière, mais la tendance est à la hausse. Les fluctuations annuelles sont le reflet de l'importance variable des nouvelles découvertes et des écarts observés d'une année à l'autre dans le taux de réussite. Encore ici, le caractère cyclique des activités d'exploration gazière ressort clairement. Sur la base des coûts historiques des réserves homologuées, on peut estimer qu'en 1983 le coût social (excluant les primes) des nouvelles réserves de gaz naturel classique dans le sol atteignait environ 23 $/mille m³ (en dollars de 1983). Le coût social total à la sortie de l'usine s'élevait à environ 63 $/mille m³. Ce chiffre est nettement en deçà du prix alors en vigueur au point d'extraction, soit 92,50 $/mille m³, ce qui indique la présence d'une rente économique

substantielle dans la production du gaz naturel, bien que le niveau de la rente en 1983 ait été quelque peu inférieur à celui qu'on avait observé au milieu des années 70.

L'évolution des coûts dans l'industrie du gaz naturel montre également que l'expansion du potentiel gazier s'est faite à des coûts réels de plus en plus élevés. Parallèlement à la hausse des coûts, le prix du gaz naturel au point d'extraction a augmenté – après avoir été relativement stable jusqu'au milieu des années 70 – tout comme les impôts et redevances prélevés par les gouvernements.

Dans le cadre du régime fiscal actuel, nous estimons que les coûts privés du cycle d'exploitation complet du gaz naturel sont de l'ordre de 100 $ à 115 $/mille m³, selon la taille du producteur et selon que le gaz est considéré comme ancien ou nouveau. Ces estimations tiennent compte des incitations offertes par les provinces. Étant donné que le prix du gaz naturel au printemps de 1984 s'élevait à environ 100 $/mille m³, nous en concluons qu'à l'heure actuelle, l'industrie est peu incitée dans l'ensemble à faire de l'exploration et à mettre en valeur de nouveaux gisements de gaz. Les gouvernements ont réussi à récupérer sans difficulté la rente économique disponible. Il en résulte que l'exploration de nouveaux gisements sur une grande échelle a pratiquement cessé, bien que certains producteurs de gaz poursuivent des activités de mise en valeur pour respecter leurs contrats d'approvisionnement. Il va sans dire que la situation actuelle est également le reflet de l'offre excédentaire qui prévaut en Amérique du Nord et, plus particulièrement, de la capacité inexploitée dans l'Ouest canadien. Compte tenu des surplus actuels, ce problème ne requiert probablement pas une solution immédiate, mais la faiblesse des stimulants offerts pour l'exploration de nouvelles nappes gazières pourrait entraîner de plus sérieuses difficultés dans l'avenir.

L'approvisionnement futur

L'ONE a récemment évalué le potentiel à long terme de chacune des diverses régions gazières. D'autres organismes, notamment la Commission géologique du Canada (CGC), ont aussi procédé à des estimations des réserves de gaz naturel.

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Selon les dernières prévisions de l'ONE sur les possibilités de livraison de gaz naturel des régions traditionnelles[7] – compte tenu des politiques actuelles en matière de prix et de fiscalité, ainsi que du taux de consommation intérieure et des engagements envers l'étranger –, les perspectives à long terme pour le Canada sont plutôt favorables (tableau 5-4). Le potentiel de livraison des réserves établies devrait augmenter légèrement jusqu'en 1986, en raison du surplus actuel. Par la suite, il devrait diminuer jusqu'à la fin de la période de prévision. La capacité d'approvisionnement à partir des additions aux réserves devrait augmenter de façon régulière jusqu'à l'an 2000. Dans l'ensemble, les possibilités d'approvisionnement devraient donc s'accroître au pays à court terme en raison du surplus de capacité accumulé, mais on prévoit qu'elles baisseront progressivement à long terme.

Tableau 5-4

Projections de la capacité de livraison de gaz naturel des régions « conventionnelles », Canada, 1983-2000

En milliards de m³

	Provenant des réserves établies	Provenant des additions aux réserves	Capacité de livraison totale
1983	134.9	0.3	135.2
1984	135.6	1.2	136.8
1985	135.9	2.7	138.6
1986	131.8	5.2	137.0
1987	128.4	8.3	136.7
1990	110.6	19.5	130.1
1995	71.2	37.7	108.9
2000	38.7	45.2	83.9

SOURCE Données de l'Office national de l'énergie.

Les prévisions portant sur le potentiel d'approvisionnement en gaz naturel indiquent par ailleurs que la partie sud du bassin de l'Ouest renfermerait un volume maximum d'environ 5 000 milliards de m³ de gaz pouvant être récupéré en regard du niveau actuel des rentrées nettes pour les producteurs (tableau 5-5). À la fin de 1981, environ 3 200 milliards de m³ de gaz naturel, ou 64 % du potentiel estimé, avaient été découverts et comptabilisés au titre des réserves établies initiales; les nouvelles prévisions font donc état d'un potentiel additionnel de 1 800 milliards de m³ de gaz. En 1983, l'ONE prévoyait que les additions aux réserves d'ici l'an 2000 seraient de l'ordre de 1 200 milliards de mètres cubes[8]. Par conséquent, 4 400 milliards de m³ de gaz, ou 88 % du potentiel estimé, devraient avoir été découverts à cette date.

À la fin de décembre 1981, le volume de gaz naturel produit depuis le début de l'exploitation de cette

Tableau 5-5

Potentiel ultime et réserves initiales établies (ou découvertes) de gaz naturel dans les régions gazières du Canada

En milliards de m^3

	Potentiel ultime	Réserves initiales établies	Réserves découvertes[2]
Bassin sédimentaire de l'Ouest	5 000	3 200[1]	...
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie	1 865		286
Îles de l'Arctique	2 257		361
Côte Est	2 423		245
Total	11 545		4 092

1 La production cumulative du bassin sédimentaire de l'Ouest atteignait environ 1 200 milliards de m^3 en 1981.

2 Les réserves découvertes sont définies en fonction des estimations courantes les plus justes plutôt qu'en fonction des concepts classiques de réserves établies. L'évaluation des réservoirs a été moins que complète. Dans les régions éloignées, le potentiel ultime est le potentiel « moyen anticipé ».

SOURCE Données de l'Office national de l'énergie et du Relevé géologique du Canada.

ressource dans l'Ouest canadien s'élevait à environ 1 200 milliards de m^3, soit 24 % du potentiel total estimé pour cette région. Il semble donc que le bassin de l'Ouest puisse, à lui seul, suffire à répondre aux besoins du Canada pour de nombreuses années à venir.

Le gaz naturel non classique de l'Alberta

Le gaz naturel que l'on retrouve dans des réservoirs à très faible perméabilité (porosité) est souvent appelé « gaz provenant de formations avares » ou « gaz avare », et son extraction nécessite le recours à des techniques spéciales pour en arriver à des taux de production économiquement viables. À ce jour, l'ONE et les autorités albertaines n'ont homologué qu'une quantité nominale de réserves avares, mais on estime que le bassin profond de l'Alberta contiendrait des volumes très importants de gaz naturel.

Les régions éloignées

En 1983, la CGC a estimé que l'on avait découvert, à ce jour, quelque 900 milliards de m^3 de gaz naturel dans les régions éloignées au Canada. Le potentiel d'accroissement des réserves a été estimé à 2 700 milliards de m^3, selon les prévisions les plus prudentes, et à 6 500 milliards de m^3 selon les prévisions moyennes. Le taux de probabilité associé aux prévisions les plus prudentes est plus élevé que celui correspondant aux prévisions moyennes. Malgré l'abondance des réserves découvertes et potentielles, le volume de gaz qui pourra être exploité de façon rentable est fonction du prix du gaz naturel, des possibilités de mise en marché et de l'évolution de la technologie nécessaire pour produire et transporter le gaz qui se trouve dans les régions éloignées.

Les trois régions éloignées où l'on a fait d'importantes découvertes sont la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie, l'archipel de l'Arctique et la région au large de la côte atlantique. Les gisements découverts dans ces régions sont définis en fonction des estimations courantes les plus justes plutôt qu'en fonction du concept traditionnel de réserves établies. Le recours à cette méthode d'estimation s'impose en raison du nombre restreint de forages de délimitation, qui ne permet pas d'évaluer avec assez de précision l'importance des réservoirs.

Selon les estimations de la CGC, les nappes de gaz découvertes dans la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie auraient une capacité de quelque 300 milliards de m^3, tandis que le potentiel moyen estimé serait de l'ordre de 1 900 milliards de m^3. Les principales découvertes ont été faites dans la bande côtière de la région du delta, où trois champs gaziers renfermant au total 85 milliards de m^3 ont été localisés. Ces réserves pourront être exploitées commercialement lorsque la demande justifiera les investissements requis dans les installations de production et de transport du gaz.

Dans l'archipel de l'Arctique, les réserves découvertes atteignent environ 360 milliards de m^3, alors que le potentiel moyen estimé, selon la CGC, se situerait autour de 2 250 milliards de m^3. Les découvertes qui offrent le plus grand potentiel dans cette région sont celles du bassin de Sverdrup où se trouvent trois nappes renfermant chacune entre 50 et 100 milliards de m^3; toutefois, aucun des réservoirs n'a été délimité de façon précise. Les réservoirs de gaz naturel des îles de l'Arctique sont généralement situés à faible profondeur et pourraient donc être très productifs. Toutefois, à cause du problème que pose le transport, il est trop tôt pour dire si le gaz naturel des hautes terres de l'Arctique pourrait accroître sensiblement la capacité d'approvisionnement du Canada avant le tournant du siècle.

Au large de la côte est, les réserves découvertes sont évaluées à quelque 250 milliards de m^3 et le potentiel moyen estimé est d'environ 2 400 milliards de m^3. La région n'a pas fait l'objet d'une exploration intensive, mais on estime présentement que les plateaux continentaux du Labrador et de la Nouvelle-Écosse sont les zones qui offrent le plus grand potentiel.

Le potentiel moyen estimé du plateau continental de la Nouvelle-Écosse est de l'ordre de 500 milliards de m^3, qui viennent s'ajouter aux réserves de quelque 110 milliards de m^3 découvertes à ce jour. Le champ de Venture, situé près de l'île de Sable, fait actuellement l'objet d'une étude pour déterminer s'il pourrait servir à approvisionner de nouveaux marchés dans les provinces de l'Atlantique et le nord-est des États-Unis.

Dans la région de Terre-Neuve, le champ pétrolifère d'Hibernia renferme des réserves de gaz associé estimées à quelque 60 milliards de m^3 à ce jour. Bien que le gaz extrait sera vraisemblablement réinjecté dans les formations pétrolifères lorsqu'en débutera l'exploitation, cette mesure ne devrait être que temporaire; éventuellement, ce gaz sera commercialisé, peut-être sous forme de gaz naturel liquéfié ou de liquides du gaz.

Ces régions ne devraient pas contribuer aux approvisionnements globaux en gaz naturel avant la fin des années 90, mais leur apport pourrait être important par la suite. L'exploitation commerciale des nappes gazières des régions éloignées dépendra de la fermeté du prix du gaz, de la possibilité de développer de nouveaux marchés et de la demande à long terme sur les marchés existants au Canada et aux États-Unis. La question du transport prendra une importance déterminante lorsque l'exploitation commerciale de ces ressources sera envisagée.

À l'heure actuelle, l'infrastructure de transport n'est pas suffisamment développée; dans bien des cas, le coût de ces installations est très élevé et leur impact sur l'environnement suscite des débats animés. De nombreuses études ont déjà été réalisées, portant notamment sur le raccordement de certains des réseaux projetés aux gazoducs existants[9], mais il faudra procéder à un examen plus approfondi de ces questions.

Au cours de la dernière décennie, divers grands projets de gazoducs destinés à acheminer le gaz naturel de l'Arctique vers les marchés du sud ont été mis de l'avant (voir la figure 5-1). Toutefois, la plupart ont été abandonnés ou différés jusqu'à ce que les conditions du marché s'améliorent. Le projet du gazoduc de la route de l'Alaska (proposé par le groupe Foothills) l'a emporté sur celui du gazoduc de l'Arctique canadien – qui devait servir à acheminer le gaz naturel de Prudhoe Bay, en Alaska, vers l'est en longeant le versant nord du delta du Mackenzie – de même que celui du pipeline entièrement canadien (le projet « Maple Leaf ») qui devait servir à l'extraction et au transport du gaz naturel canadien seulement. Alors que le tronçon sud du gazoduc de la route de l'Alaska a déjà été construit et qu'il sert actuellement à acheminer les surplus de gaz canadien vers les marchés de l'ouest et du centre-ouest des États-Unis, la construction du tronçon nord – depuis Prudhoe Bay jusqu'à Fairbanks, puis vers le sud-est le long du corridor de l'Alaska – a été reportée indéfiniment en raison des difficultés que connaît le marché du gaz naturel aux États-Unis. Il va sans dire que le projet de l'embranchement latéral Dempster, qui devait servir à transporter le gaz canadien depuis la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort jusqu'à la conduite principale à Whitehorse, a également été interrompu.

Parce qu'ils ne sont pas parvenus à concrétiser davantage leurs plans, les promoteurs du « projet pilote de l'Arctique » ont vu leur demande rejetée par l'ONE au début de 1984. À l'origine, ce projet visait à acheminer, par bateau, du gaz naturel liquéfié de l'île Melville vers un port de la côte est du Canada, où il aurait été gazéifié à nouveau et commercialisé sur le marché canadien, permettant ainsi d accroître d'un volume équivalent les exportations de gaz de l'Alberta vers les États-Unis. Lorsque les perspectives ont commencé à s'assombrir du côté du marché américain, les promoteurs du projet se sont tournés vers l'Europe, mais les marchés sur ce continent se sont avérés aussi incertains qu'aux États-Unis.

Il y a quelques années, les tenants du projet Polar Gas, qui voulaient construire un gazoduc allant de l'archipel de l'Arctique vers le sud jusqu'à l'ouest de la baie d'Hudson, ont présenté une demande à l'ONE pour ensuite la retirer. Subséquemment, le même groupe a envisagé la possibilité de construire une canalisation à deux embranchements pour recueillir non seulement le gaz naturel des îles de l'Arctique mais aussi celui du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Toutefois, vers le milieu de 1984, la société Polar Gas soumettait à l'ONE un autre projet de gazoduc qui devait aller vers le sud à partir du delta du Mackenzie; ce projet ressemblait, dans sa conception même, à celui de l'embranchement « Maple Leaf » mis de l'avant quelques années auparavant. Un autre embranchement devant desservir les réserves de gaz des îles de l'Arctique n'était envisagé que comme une seconde étape, à réaliser à une date ultérieure.

Bref, nous pouvons en conclure que les régions éloignées constitueront une source future d'approvisionnement en gaz naturel, mais il reste à savoir à quel coût ce gaz pourra être exploité. Dans l'avenir, les nouvelles découvertes entraîneront probablement des coûts plus élevés. Jusqu'ici, la plupart des découvertes de gaz naturel sont survenues en marge des activités d'exploration pétrolière. À l'exception du delta du Mackenzie, de quelques secteurs du plateau continental de la Nouvelle-Écosse et, dans une certaine mesure, des îles de l'Arctique, peu de forages ont été effectués uniquement dans le but de découvrir ou de délimiter des gisements de gaz.

Le coût social estimatif du cycle complet de l'approvisionnement en gaz classique du bassin de l'Ouest se

situe autour de 65 $/mille m³ (en dollars de 1983). Le coût du traitement primaire des réserves de gaz non classique (gaz avare) dans ce même bassin sera élevé selon les projections, pouvant atteindre entre 70 $ et 140 $/mille m³. Compte tenu du niveau actuel des prix, ces réserves ne sont donc pas économiquement exploitables dans la plupart des cas. Sur la foi des renseignements actuellement disponibles, les régions éloignées ne devraient pas commencer à produire avant le milieu des années 90 dans le meilleur des cas. Le projet Venture pourrait être le premier à démarrer s'il s'avère rentable, c'est-à-dire si l'on réussit à en abaisser le coût réel d'exploitation en établissant des réserves additionnelles[10]. On estime présentement que le coût réel du gaz naturel du gisement de Venture est d'environ 135 $/mille m³. Pour que le projet soit économiquement viable, il serait nécessaire de conclure des contrats d'approvisionnement fermes pour desservir le marché du nord-est des États-Unis. Les réserves de gaz naturel du delta du Mackenzie et de l'archipel de l'Arctique ne sont pas encore reliées aux marchés du sud et demeurent pour le moment trop coûteuses à exploiter.

Dans ses dernières prévisions, l'ONE établit une comparaison entre les possibilités de livraison futures de gaz naturel et la demande prévue. Il en ressort que les réserves établies actuelles et les additions aux réserves devraient suffire amplement à satisfaire les besoins du marché intérieur et les contrats d'exportation présentement engagés jusque dans les années 90. Les réserves établies permettraient à elles seules de répondre à la demande d'ici la fin de la présente décennie, après quoi il est prévu que les livraisons provenant des additions aux réserves devraient jouer un rôle de plus en plus important.

En 1983, les exportations nettes de gaz naturel ont rapporté des revenus de 4 milliards de dollars au Canada, ce qui représente la moitié de la balance commerciale du secteur énergétique. Compte tenu de la méthode employée par l'ONE pour autoriser de nouvelles exportations (voir l'appendice D) et de la décision prise en 1983 de permettre l'exportation de 322,5 milliards de m³ additionnels de gaz naturel, on peut conclure que les zones de production actuellement exploitées pourront suffire aux besoins intérieurs et aux exportations autorisées jusqu'à l'an 2000.

Sauf pour le gisement de Venture, dont la production pourrait servir à approvisionner de nouveaux marchés dans les provinces de l'Atlantique, le marché intérieur n'aura pas besoin de faire appel aux réserves de gaz naturel des régions éloignées avant de nombreuses années. Cependant, les ressources gazières des régions éloignées pourraient être exportées vers les États-Unis ou d'autres marchés sous forme de gaz liquéfié. Les exportations de gaz naturel ont des retombées économiques importantes pour le Canada et, pour encore de nombreuses années, elles devraient continuer à occuper une place importante dans notre commerce international.

L'analyse qui précède nous permet de conclure que les possibilités de livraison dépassent présentement les besoins du Canada et que celui-ci dispose d'un potentiel important à long terme. Le surplus actuel permettrait de faire un certain nombre de gains à court terme. L'offre excédentaire pourrait probablement contribuer à faire baisser le prix du gaz si celui-ci était déréglementé, du moins par rapport au prix du pétrole. En plus des avantages évidents que retireraient les consommateurs de gaz naturel, une baisse des prix favoriserait une utilisation accrue de cette forme d'énergie et contribuerait à assurer un meilleur équilibre entre l'offre et la demande. Le rapprochement de l'offre et de la demande stabiliserait le marché du gaz naturel, ce qui profiterait à la fois aux consommateurs et aux producteurs.

Si le prix du gaz naturel baissait par rapport à celui du pétrole, les Canadiens seraient incités à substituer plus rapidement le gaz aux autres formes d'énergie plus coûteuses. Nos recherches montrent que, dans le cadre du système actuel, où l'on maintient un rapport fixe entre le prix du gaz et celui du pétrole, il y a peu de possibilités d'accroître la part du marché intérieur détenue par le gaz naturel, même en supposant une hausse du prix du pétrole. Il serait présentement possible d'abaisser le prix du gaz naturel afin de favoriser le remplacement du pétrole et d'autres sources d'énergie par le gaz. C'est donc dire que nous disposons d'un autre moyen que le régime actuel de subventions pour poursuivre une politique de remplacement du pétrole. Enfin, l'extension des réseaux de transport et de distribution du gaz naturel dans les régions et les secteurs qui dépendent davantage d'autres combustibles à l'heure actuelle – par exemple, les industries qui consomment du mazout lourd dans certaines régions de l'Ontario et du Québec – pourrait être réalisée si le prix du gaz était moins élevé.

Une baisse du prix du gaz exporté permettrait par ailleurs d'accroître les ventes sur le marché américain en ouvrant de nouveaux débouchés. Les États du nord-est, notamment, offriraient de meilleures possibilités à long terme pour le gaz naturel canadien que toute autre région des États-Unis. En s'implantant sur ce marché, les producteurs canadiens pourraient éventuellement tirer profit d'un raffermissement de la demande aux États-Unis. Toutefois, étant donné les conditions qui caractérisent à l'heure actuelle le marché américain, le prix du gaz canadien exporté devra être concurrentiel pour conserver les marchés déjà desservis et trouver de nouveaux débouchés.

Étant donné le surplus de gaz actuel et la possibilité de profiter d'une baisse du prix de l'énergie, il faut se

demander si une telle stratégie permettrait de conserver le potentiel du Canada à long terme. La réponse à cette question semble résider dans la souplesse qui caractérisera les politiques relatives à la fiscalité et à la commercialisation du gaz naturel. Les prix devraient baisser à court terme, mais pourraient augmenter à long terme. Même si, dans le passé, les additions aux réserves ont progressé à un rythme rapide, ces nouvelles ressources ont impliqué des coûts sans cesse croissants et tout indique que cette tendance se maintiendra dans l'avenir. En outre, la rentabilité des nouvelles réserves de gaz naturel du bassin de l'Ouest s'avère marginale dans les conditions actuelles, tandis que l'exploitation des réserves de gaz non classique des régions éloignées n'est pas économiquement viable. Par conséquent, la politique relative au gaz naturel devra manifester plus de souplesse, non seulement au chapitre des prix mais aussi à l'égard des mesures fiscales qui s'appliquent dans ce secteur.

L'incidence des politiques sur l'offre

La politique d'approvisionnement en gaz naturel doit être assez souple pour s'adapter plus rapidement aux réalités du marché que ce ne fut le cas au cours des dernières années. Si l'offre et la demande ne sont pas en équilibre, les politiques en vigueur doivent permettre aux prix d'évoluer de manière à ce que le marché puisse s'ajuster. Compte tenu des surplus actuels, le prix du gaz naturel devrait être suffisamment souple à la baisse pour stimuler la demande et permettre de réaliser des gains à court terme. Pour garantir du même coup que notre potentiel à long terme sera protégé, le régime de taxes et de redevances devrait également concourir à une plus grande souplesse. À cette fin, les prélèvements fiscaux devront être axés sur la rentabilité des activités dans l'industrie du gaz naturel. Si la déréglementation devait se traduire par une baisse du prix du gaz naturel, il faudrait également que le fardeau fiscal diminue pour que l'industrie soit toujours incitée à développer le potentiel gazier du Canada à long terme.

À l'heure actuelle, le prix du gaz naturel au Canada est régi par des accords fédéraux-provinciaux. Les prix ont donc tendance à accuser un retard sur l'évolution du marché. Lorsque les prix devraient baisser afin de favoriser une plus grande consommation de gaz naturel et ralentir les activités d'exploration, ils sont maintenus à un niveau trop élevé. Les consommateurs sont privés d'un avantage potentiel et l'industrie accumule un excédent de capacité. Par contre, lorsqu'il y a pénurie de gaz, les prix devraient s'élever rapidement pour inciter le marché à économiser la ressource et stimuler la recherche de nouvelles réserves. En d'autres termes, l'incidence des politiques sur l'offre devrait systématiquement entrer en ligne de compte.

La structure des coûts de production du gaz pour une formation géologique donnée indique que l'offre est essentiellement élastique sur une assez grande échelle de volumes de production, et nos recherches montrent qu'elle est influencée considérablement par les politiques[11]. Au moment d'évaluer les possibilités d'approvisionnement en gaz à court terme à partir des réserves additionnelles, nous avons tenu compte du potentiel gazier des formations géologiques analysées au chapitre précédent pour établir les réserves de pétrole. Il s'agit de formations situées en Alberta pour lesquelles il existe suffisamment de données de forage et qui sont jugées caractéristiques du bassin de l'Ouest[12].

La définition du prix des réserves de gaz naturel est semblable à celle qui s'applique au pétrole, et il en va de même pour la méthode qui sert à calculer les prix des réserves. Toutefois, le prix des réserves de gaz présente certaines particularités qu'il y a lieu de souligner. Tout d'abord, la valeur du gaz brut au point d'extraction inclut la valeur de tous les sous-produits extraits à l'usine. Aussi, dans le cas du gaz, il s'écoule souvent un long délai entre la découverte et l'exploitation d'une nappe, ce qui a rarement été le cas des ressources pétrolières dans le bassin de l'Ouest.

Nous avons montré que le prix des réserves correspond essentiellement aux recettes nettes actualisées. Le coefficient d'actualisation tient compte du fait que les réserves en terre sont un actif qui produit graduellement des revenus, à mesure que ces réserves sont exploitées. Tout retard à produire – et par le fait même à actualiser ces revenus – entraîne donc une baisse de la valeur des réserves; en d'autres termes, il réduit le prix des réserves. Par contre, une réduction du délai de mise en exploitation aura tendance à faire augmenter le prix. Comme dans le cas du pétrole, nous sommes d'avis que le prix des réserves de gaz est un facteur déterminant de l'effort d'approvisionnement et toute politique portant sur l'offre de gaz naturel doit tenir compte de l'élément de retard qui intervient. Une diminution du prix du gaz au point d'extraction ne se traduit pas nécessairement par un fléchissement du prix des réserves, comme cela se produirait dans le cas du pétrole. Si une baisse du prix du gaz au point d'extraction favorisait une expansion des marchés et, partant, une réduction du temps qui s'écoule entre la découverte et la mise en production, la valeur des réserves de gaz encore inexploitées pourrait se maintenir.

Dans quelle mesure les approvisionnements en gaz naturel sont-ils sensibles aux effets des politiques ? Il semble qu'on pourrait découvrir d'importantes réserves additionnelles de gaz naturel en Alberta. Les recherches effectuées pour le compte du Conseil indiquent que les réserves des formations de Mannville et de Viking, tout comme certaines de celles des formations

du dévonien inférieur et supérieur, seraient sensibles à l'évolution des prix et aux mesures fiscales. La formation de Milk River et de Medicine Hat, située dans le sud-est de l'Alberta, de même que plusieurs autres formations offrent également des possibilités, mais elles n'ont pas été considérées dans notre analyse.

À un prix de 15 $/mille m³, soit un niveau qui se rapproche de la valeur moyenne des nouvelles réserves de gaz au cours des premiers mois de 1984, les formations de Mannville et de Viking pourraient compter un important potentiel de réserves additionnelles de gaz non associé. Selon les estimations, la formation de Mannville renfermerait des réserves additionnelles variant entre 297 et 309 milliards de m³. Quant à la formation de Viking ou aux formations équivalentes, les estimations vont de 62 à 106 milliards de m³. Les estimations faibles sont fondées sur l'hypothèse de travaux de forage « intentionnels », tandis que les estimations plus élevées tiennent compte des résultats d'exploration « non intentionnels »[13]. Comme dans le cas du pétrole, ces hypothèses et les estimations qui en découlent correspondent à des situations extrêmes, de sorte que le potentiel réel se situe probablement à un niveau intermédiaire.

En faisant varier le prix des nouvelles réserves de gaz en terre déjà aménagées, on peut estimer dans quelle mesure les politiques peuvent influer sur l'accroissement global des réserves. Ainsi, supposons que le prix des réserves est de 25 $/mille m³, soit une hausse de 10 $/mille m³. Dans cette hypothèse, le potentiel de la formation de Mannville passerait de 297 milliards à 399 milliards de m³. Dans le cas de la formation de Viking, le potentiel s'accroît de 62 milliards à 85 milliards de m³. Donc, une hausse de 10 $/mille m³ du prix des réserves existantes aurait pour effet d'accroître le volume des réserves additionnelles de gaz dans ces deux formations de quelque 125 milliards de m³.

Pour cet intervalle de prix, l'élasticité des réserves de ces deux formations est d'environ 1,2, ce qui indique que l'offre est relativement sensible aux variations du prix des réserves. D'après les résultats que nous avons obtenus, la sensibilité des réserves additionnelles à une hausse du prix des réserves établies serait plus grande dans le cas du gaz que dans le cas du pétrole. Cette constatation concorde d'ailleurs avec les vues généralement exprimées au sujet du bassin de l'Ouest, à savoir qu'il est riche en ressources gazières et qu'il est donc susceptible de fournir un apport additionnel significatif aux réserves de gaz naturel, en réponse aux mesures gouvernementales appropriées.

Une étude rétrospective des prévisions faites par l'ONE quant aux possibilités de livraison de gaz à partir du bassin de l'Ouest semble confirmer implicitement l'élasticité de l'offre de gaz. En 1975, l'ONE prévoyait que le potentiel de livraison se chiffrerait à quelque 49 milliards de m³ en 1995. Cette estimation a été relevée progressivement par la suite pour atteindre 109 milliards de m³ en 1984[14]. Même s'ils sont attribuables à plusieurs facteurs, ces rajustements à la hausse sont évidemment le reflet de l'augmentation des recettes nettes dans cette industrie au milieu des années 70.

Notre analyse a porté essentiellement sur les réserves de gaz classique du bassin de l'Ouest, car les ressources gazières éloignées ou celles qui ne peuvent être récupérées que par des méthodes non classiques ont été peu ou pas exploitées jusqu'ici. Toutefois, rien n'indique que l'exploitation de ces autres sources de gaz naturel s'effectuerait de façon différente.

Cette sensibilité manifeste et potentielle des approvisionnements de gaz naturel montre bien que le Canada ne dispose pas tout simplement d'une quantité fixe de gaz qui pourra s'épuiser éventuellement au cours d'un long hiver. Au contraire, notre pays possède les ressources et l'infrastructure industrielle, de sorte qu'un assouplissement des prix et du régime fiscal pourrait permettre d'assurer l'approvisionnement du marché intérieur et ce, tant à court qu'à long terme.

La politique actuelle

La politique actuelle relativement au gaz naturel touche à trois aspects : le prix au point d'extraction, au point de livraison sur le marché intérieur et au point d'exportation; les redevances et les taxes à divers niveaux de la chaîne de production et de distribution; et, enfin, la promotion du gaz naturel sur le marché intérieur et sur les marchés étrangers.

Pour que l'on puisse pleinement tirer parti d'une augmentation des ventes de gaz naturel sur le marché intérieur, il faudrait que les prix et le régime fiscal soient plus souples, comme nous l'avons signalé précédemment. En outre, certaines contraintes institutionnelles qui ont pour effet de freiner le processus d'ajustement au sein de l'industrie devront être levées.

Les prix

La valeur d'un baril de pétrole à un moment et en un endroit précis peut être déterminée assez facilement à partir du prix mondial en vigueur, ajusté en fonction de la qualité et des frais de transport. La mesure dans laquelle le prix et la valeur correspondront, dans une transaction donnée, dépendra principalement de la nature de l'intervention gouvernementale.

Sur le marché du gaz naturel, toutefois, il n'existe aucun indicateur universel de la valeur du produit. Le commerce international du gaz naturel liquéfié n'a pas encore suffisamment d'envergure pour fournir un barème de référence. Au Canada, la politique de prix

en vigueur est le résultat d'une série de tentatives plus ou moins réussies, tant de la part de l'industrie que des gouvernements, pour déterminer la valeur du gaz au fil des années (voir l'appendice E). Pour les consommateurs canadiens, le prix du gaz vendu sur le marché interprovincial est présentement établi en fonction d'une exigence réglementaire du gouvernement fédéral qui fixe le prix du gaz à environ 65 % de celui du pétrole livré à Toronto. Au début de 1984, le prix de gros à Toronto se situait autour de 145 $/mille m³. Par ailleurs, le prix versé aux producteurs est déterminé en fonction du « prix à la frontière » de l'Alberta, qui est fixé par le gouvernement de cette province aux termes d'un accord fédéral-provincial; au début de 1984, le « prix à la frontière » de l'Alberta était d'environ 105 $/mille m³. L'écart entre le prix de gros au point de consommation et le prix versé aux producteurs représente les taxes perçues par le gouvernement fédéral et le coût du transport, en tenant compte de la modeste subvention fédérale pour le pipeline de la TransCanada PipeLines.

En dépit des rajustements successifs, la formule actuelle d'établissement des prix est demeurée inadéquate au cours des deux dernières années, comme en témoigne l'excédent croissant de l'offre de gaz naturel. Le prix administré du gaz est supérieur au niveau d'équilibre du marché, ce qui indique que la politique en vigueur n'est pas conçue pour répondre aux conditions de l'offre et de la demande.

Jusqu'au début des années 70, le prix du gaz était négocié entre les producteurs et les grandes sociétés de gazoducs. Depuis, il a été réglementé de diverses façons, pour en venir au système de ratios fixes alignés sur le prix du pétrole. L'évolution vers la formule actuelle des prix administrés est imputable à la volonté du gouvernement fédéral et des provinces de mieux contrôler le prix du gaz. Bien que cette formule laisse quelque peu à désirer, la question du rapport entre le prix du gaz et celui du pétrole sur le marché de la consommation se pose toujours.

Le PEN reconnaissait d'emblée le déséquilibre inhérent au marché du gaz. La baisse progressive du prix du gaz par rapport à celui du pétrole livré à Toronto (de 80 à 65 %) peut être considérée comme une tentative de solutionner le problème de capacité excédentaire. Cette mesure allait dans la bonne direction, même si elle s'est peut-être révélée insuffisante. La formule actuelle, qui établit le prix du gaz à environ 65 % du prix du pétrole, résulte des changements apportés subséquemment à la publication du PEN. Toutefois, les surplus n'ont pas disparu et il est difficile d'entrevoir une solution rapide au problème au niveau auquel le ratio est présentement fixé.

Les difficultés que connaît l'industrie du gaz – et les possibilités qui s'offrent – sont trop complexes pour être envisagées uniquement sous l'angle d'une diminution du prix réglementé. Non seulement le niveau des prix a-t-il peu de rapport avec la réalité, mais la structure du système de prix administrés semble également contradictoire.

L'expérience a montré que, tant au Canada qu'aux États-Unis, il est difficile sinon impossible pour les gouvernements de prescrire des prix susceptibles d'assurer l'équilibre sur le marché du gaz en raison des nombreux facteurs qui doivent être pris en compte. Du côté de l'offre, les facteurs déterminants sont le potentiel de livraison, les réserves établies et les additions possibles, ainsi que le coût des approvisionnements actuels et futurs. Du côté de la demande, il faut prendre en considération les conditions qui prévalent sur le marché intérieur et les marchés étrangers, y compris le rythme de la croissance économique et le prix des produits de remplacement du gaz naturel, comme le pétrole et l'électricité. À long terme, l'incidence de chaque facteur sur la valeur du gaz varie, de sorte qu'il semble n'exister aucune formule à la fois simple et fiable pour administrer les prix. Jusqu'à maintenant, les gouvernements n'ont pas été en mesure de concevoir une telle formule et, tôt ou tard, celles qui ont été retenues ont entraîné des déséquilibres coûteux sur le marché.

Un autre aspect de la formule de prix actuelle nuit également à l'efficience du système. Le PEN stipulait que le prix du gaz livré à Toronto, en vigueur dans la zone est du gazoduc transcanadien, s'appliquerait aussi dans l'ensemble de la région de l'est approvisionnée par le gaz d'origine canadienne. Il s'ensuit que tous les consommateurs des marchés situés à l'est de Toronto paient en réalité le même tarif de transport par gazoduc que les consommateurs de la région de Toronto. Cette formule ne tient pas compte des coûts réels de transport. Ce moyen artificiel de favoriser le marché de l'est s'ajoute donc à la rigidité du mécanisme d'établissement des prix.

La structure de l'industrie du transport et de la distribution du gaz pose également certains obstacles à la concurrence des prix à l'intérieur des paramètres de la réglementation en vigueur. Pour qu'un régime de prix déréglementés donne lieu à une certaine concurrence, le nombre de producteurs et d'acheteurs ayant accès au marché doit être suffisamment élevé. Du côté des producteurs, la concurrence semble raisonnablement vigoureuse. Par contre, les principaux acheteurs sont aussi engagés dans le transport du gaz, et il faudrait peut-être envisager certains changements structurels de ce côté.

C'est le cas, par exemple, de la société TransCanada PipeLines (TCPL), le principal acheteur de gaz albertain. Cette société revend le gaz qu'elle achète à des distributeurs canadiens dans les régions situées à

Les contrats de vente de gaz naturel

La plupart des contrats négociés entre les producteurs et les acheteurs de gaz naturel, que ce soit sur le marché intérieur ou les marchés d'exportation, renferment des dispositions d'achat ferme. En vertu de ces dispositions, l'acheteur de gaz s'engage à payer une somme correspondant à une part préétablie des volumes négociés par contrat, peu importe qu'il en prenne ou non livraison. Les clauses d'achat ferme ont pour but de protéger le producteur en lui permettant de recouvrer les coûts liés à l'affectation exclusive à un client précis d'une partie des réserves de gaz et des garanties de livraison qui lui sont offertes. Lorsque le gaz est payé mais non livré, il devient la propriété de l'acheteur qui peut en prendre livraison à une date ultérieure, sous réserve des conditions et de la durée du contrat. Certains accords de vente prévoient un délai de grâce d'environ un an à l'échéance du contrat pour la livraison du gaz payé mais non expédié.

l'est de l'Alberta, ainsi qu'à des clients aux États-Unis. Elle possède et exploite également la seule canalisation de transport qui permet d'acheminer le gaz de l'Ouest vers les marchés de l'Est et les points d'exportation. Cela place TCPL dans une position de conflit d'intérêts. Elle est réticente à transporter du gaz dont elle n'est pas propriétaire, notamment parce que les contrats fermes qu'elle a signés avec des producteurs l'ont obligée à acheter d'importants volumes de gaz qu'elle n'a pu écouler au cours des dernières années et qui demeurent enfouis dans le sol. Il va sans dire que TCPL a intérêt à accorder la priorité à la vente du gaz qu'elle a payé, mais dont elle n'a pas encore pris livraison.

Pour que la déréglementation des prix soit efficace, cependant, il faudrait exiger que TCPL et d'autres sociétés de gazoducs rivalisent avec d'autres acheteurs – par exemple, les distributeurs régionaux ou les gros consommateurs industriels – pour faire l'acquisition du gaz auprès des producteurs. Cela signifie que TCPL devrait accepter de transporter, à un tarif réglementé, du gaz dont elle n'est pas propriétaire, c'est-à-dire de devenir un transporteur à forfait. La société TCPL pourrait continuer d'acheter et de vendre du gaz pour respecter ses contrats et éventuellement écouler ses stocks de gaz accumulés, mais il faudrait que l'exploitant du gazoduc soit neutre. Une solution possible consisterait à scinder TCPL en deux sociétés, une qui ferait l'achat et la vente du gaz (en réalité, un courtier) et une autre qui deviendrait une entreprise de gazoduc réglementée jouant le rôle d'un transporteur à forfait. Cette formule pourrait s'appliquer tant au gaz vendu sur le marché canadien qu'au gaz exporté à l'étranger. Le transporteur pour compte d'autrui pourrait servir tous les acheteurs désireux de négocier directement avec des producteurs et qui sont autorisés à le faire en vertu des lois provinciales. L'autre société, à vocation commerciale, assumerait les obligations contractuelles de TCPL. Le régime pourrait s'appliquer à d'autres entreprises de gazoducs, comme la société Westcoast Transmission en Colombie-Britannique, ce qui serait conforme aux recommandations formulées par un groupe de travail provincial[15].

La déréglementation complète des prix ne pourrait se faire que graduellement, sur une période de quelques années, afin de permettre la renégociation des contrats existants. Au fur et à mesure que les contrats en vigueur entre les producteurs et les grandes sociétés de gazoducs viendront à échéance, un plus grand nombre d'acheteurs pourront participer au marché du gaz et les prix refléteront un degré accru de concurrence.

Toutes les formules de prix, y compris les contrats aux termes desquels les prix ont été négociés avant 1975, se sont révélées inadéquates. La critique la plus répandue est que ces formules ne sont pas suffisamment sensibles à l'évolution des conditions du marché. Comme le prix du gaz au Canada n'a pas suivi convenablement le jeu de l'offre et de la demande au fil des années, nous sommes passés d'une situation où les réserves s'épuisaient rapidement à une surabondance de ressources gazières. Avant 1975, la rigidité des prix était attribuable à l'insuffisance des clauses de renégociation dans les contrats privés. Par la suite, de nouveaux problèmes sont apparus en raison de la difficulté éprouvée par le gouvernement d'établir des prix permettant d'équilibrer le marché, notamment devant l'importance des exportations de gaz. Depuis 1981, la situation s'est compliquée davantage avec l'adoption de prix différents aux deux extrémités du réseau de transport transcanadien – le prix à la frontière de l'Alberta et le prix du gaz livré à Toronto.

Ces expériences ont démontré l'échec des formules de prix trop détaillées. Bien que l'objectif ultime soit d'instaurer un mécanisme efficace susceptible d'assurer des prix concurrentiels dans le cadre d'un système de réglementation acceptable, nous reconnaissons qu'il faudra recourir à des dispositions transitoires. Compte tenu de notre proposition de déréglementer le prix du pétrole, nous estimons qu'il serait approprié de maintenir un certain rapport entre le prix du gaz livré à Toronto et celui du pétrole, à condition que ce rapport soit révisé au moins à chaque année, sinon deux fois l'an. Ces corrections périodiques seraient faites en fonction des conditions du marché. De plus, le prix à la frontière de l'Alberta serait calculé simplement comme étant le revenu net, déduction faite du coût du transport. De cette façon, les prix pourraient s'ajuster en fonction des conditions apparentes de l'offre et de la demande. Les prix pourraient alors être déréglementés.

La rigidité des mécanismes de prix adoptés jusqu'ici a contribué à créer le surplus gazier actuel. Si les prix demeurent inflexibles, les Canadiens ne pourront bénéficier de la solution qui s'offre pour régler ce problème de surplus, soit une diminution du prix du gaz.

La fiscalité et les stimulants

La fiscalité et les mesures incitatives propres à l'industrie du gaz sont comparables à celles qui s'appliquent à l'industrie pétrolière et que nous avons décrites au chapitre 4. La taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières porte sur les recettes provenant de la production du gaz, y compris les rentrées supplémentaires au titre des exportations, ainsi que sur les recettes tirées de la production du pétrole. Les politiques touchant à l'exploration, à la mise en valeur et à l'exploitation des réserves de gaz sur les Terres du Canada sont semblables à celles que l'on retrouve dans l'industrie pétrolière. De même, les régimes fiscaux et les mesures d'encouragement présentent des caractéristiques analogues dans les secteurs du pétrole et du gaz.

La fiscalité gazière

La taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz naturel (TGNLGN) est spécifique à l'industrie gazière. Cette taxe fut imposée dans le cadre du Programme énergétique national et devait à l'origine s'appliquer à toutes les ventes de gaz naturel et de liquides du gaz naturel sur le marché intérieur et les marchés d'exportation. Dans le cas du gaz naturel, la taxe devait être déterminée en fonction du prix à Toronto, tout comme pour le prélèvement spécial de canadianisation. En 1980, la taxe fut fixée à 10,43 $/mille m³, réduisant d'autant les recettes prévisibles des producteurs; on projetait initialement de l'augmenter de façon graduelle jusqu'à 26,44 $/mille m³ en 1982. (Entre temps, le prix de gros – taxe incluse – du gaz à Toronto devait passer de 102,42 $ à 139,66 $/mille m³.) Depuis son introduction, toutefois, cette taxe a fait l'objet de rajustements successifs. Elle a d'abord été réduite à zéro dans le cas des exportations (aux termes de l'entente de septembre 1981); puis, en raison de la chute du prix du pétrole et de l'engagement du gouvernement fédéral à maintenir un rapport de 65 % entre le prix du gaz et celui du pétrole, elle fut également ramenée à zéro en février 1984 dans le cas des ventes sur le marché intérieur. La TGNLGN reste cependant en vigueur et elle pourrait être rajustée à la hausse si les prix du pétrole venaient à augmenter.

Le régime fiscal actuel ne tient pas suffisamment compte de la rentabilité de la mise en valeur de ressources gazières, tout comme c'est le cas dans l'industrie du pétrole. Ceci est particulièrement important, compte tenu du fait que nous désirons faire en sorte qu'une baisse à court terme du prix du gaz ne se fasse pas au détriment de notre potentiel à long terme. À l'heure actuelle, le régime fiscal ne comporte pas suffisamment de mécanismes lui permettant de s'ajuster à une baisse des prix.

La taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz naturel (TGNLGN), qui est prélevée sur la production gazière, n'a pas d'équivalent dans le secteur pétrolier. La mesure dans laquelle la TGNLGN représente un fardeau pour le producteur dépend de la méthode utilisée pour déterminer le prix à la frontière de l'Alberta. Telle qu'établie dans le PEN, la TGNLGN avait pour effet de réduire les rentrées nettes des producteurs parce que le prix à la frontière de l'Alberta était calculé en soustrayant du prix du gaz livré à Toronto les frais de transport, la TGNLGN et le prélèvement spécial de canadianisation. Tout changement apporté à la TGNLGN modifiait donc le prix à la frontière de l'Alberta et, partant, les rentrées nettes des producteurs. Cette disposition fut modifiée dans l'accord de septembre 1981. Le prix à la frontière de l'Alberta est dorénavant prescrit par le gouvernement de cette province, alors que le gouvernement fédéral fixe le prix du gaz livré à Toronto, les deux prix devant être convenus d'un commun accord. Toutefois, cette situation soulève un problème car deux gouvernements distincts contrôlent le prix applicable à chacune des extrémités du gazoduc : les mécanismes de la demande sont dissociés de ceux de l'offre, et le surplus actuel – coïncidant avec des retards dans la production et une baisse correspondante du prix du gaz – est en fait devenu le mécanisme servant à équilibrer les forces du marché. Il en résulte un gaspillage dans la mesure où des capitaux sont immobilisés dans des réserves de gaz inexploitées.

La pénétration du marché intérieur

Avant les années 80, les gouvernements au Canada ne sont intervenus qu'indirectement dans l'expansion du marché intérieur pour le gaz naturel. À l'exception de la réglementation touchant les gazoducs et les sociétés engagées dans la distribution, l'intervention la plus importante est survenue vers la fin des années 50 lorsque le gouvernement fédéral a accordé une aide financière à la société TransCanada PipeLines.

En 1980, devant l'émergence d'un surplus de gaz naturel et la préoccupation croissante à l'égard de la sécurité des approvisionnements en ressources énergétiques, le gouvernement fédéral a toutefois exprimé l'intention de participer plus directement au développement de nouveaux marchés pour le gaz naturel au Canada. Diverses initiatives furent annoncées dans le

PEN et, par la suite, dans l'accord de septembre 1981 et lors de la mise à jour du PEN en 1982. Ces mesures touchaient tous les aspects de la commercialisation du gaz, allant de l'extension des réseaux de gazoducs à des programmes de subventions destinés à inciter les consommateurs à remplacer le pétrole par le gaz naturel (voir l'appendice F).

Reconnaissant l'importance du marché de l'est, les producteurs de l'Alberta et le gouvernement de cette province contribuent au programme de paiements d'incitation à l'expansion des marchés mis sur pied par le gouvernement fédéral. Ces paiements correspondent à 30 % du prix du gaz à la frontière de l'Alberta et s'appliquent aux volumes de gaz supplémentaires fournis aux provinces situées à l'est de l'Alberta. Par l'intermédiaire de ce programme, les producteurs et la province de l'Alberta se trouvent à participer au financement de l'expansion du marché intérieur.

Même si les programmes de subventions mentionnés plus haut ont permis d'élargir le marché du gaz naturel, ils constituent un moyen coûteux de réaliser un objectif qui aurait pu être atteint, en grande partie, si le prix du gaz avait été abaissé pour refléter la situation excédentaire actuelle du marché. Le gaz deviendrait alors une source d'énergie plus intéressante pour les nouveaux utilisateurs éventuels, en raison de l'incitation naturelle engendrée par la diminution du prix de ce combustible, ce qui faciliterait la tâche des services de distribution désireux d'étendre leur réseau.

Les marchés d'exportation

Le marché des États-Unis a largement contribué au développement de l'industrie gazière au Canada. Au début, les sociétés de gazoducs ont compté sur les exportations pour se procurer les liquidités dont elles avaient grandement besoin et pour assurer ou améliorer la rentabilité des nouveaux embranchements. Les volumes additionnels de gaz expédiés par le réseau de gazoducs ont aussi permis à ces sociétés d'abaisser les tarifs de transport pour le gaz destiné au marché canadien. Ainsi, c'est en partie sur la base des avantages économiques nets qu'il a estimés que l'ONE a accordé, en 1983, de nouveaux permis d'exportation pour un volume total de 322,5 milliards de m^3, couvrant une période dont la durée peut aller jusqu'à 18 ans.

Les exportations de gaz naturel relèvent de la compétence du gouvernement fédéral et sont administrées dans le cadre de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'ONE peut autoriser des exportations de gaz (sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil) s'il peut s'assurer que la quantité de gaz naturel à exporter ne dépasse pas l'excédent calculé après avoir tenu compte des besoins raisonnablement prévisibles du marché canadien. L'industrie s'est particulièrement préoccupée du fait que l'un des critères employés par l'ONE pour déterminer le surplus de gaz exportable – à savoir que le volume des réserves doit dépasser 25 fois la consommation annuelle présente (le critère 25A1 – voir l'appendice E) – comporte un coût considérable. Toutefois, cette façon de calculer le surplus de gaz exportable est moins rigoureuse qu'il ne paraît à première vue. La formule ne s'applique que pour les *nouveaux* permis d'exportation, de sorte que le maintien du surplus n'entre plus en considération une fois les exportations amorcées. La protection offerte aux Canadiens par cette formule est en réalité très inférieure à une période d'approvisionnement de 25 ans, une fois que l'on a pris en compte le taux annuel moyen de diminution de la production et le taux annuel de croissance de la demande intérieure. Selon les hypothèses que l'on peut faire concernant l'évolution de ces taux, le critère 25A1 ne permet d'assurer l'approvisionnement des distributeurs canadiens que pour une période variant entre cinq et huit ans. L'ONE applique également des critères fondés sur les possibilités de livraison, qui tiennent compte de ses prévisions en regard des additions futures, dans l'évaluation du surplus au niveau des exportations. En outre, l'ONE est chargé de conseiller le gouvernement sur les prix à exiger pour le gaz exporté.

Pendant de nombreuses années, le gouvernement a eu comme politique de maintenir le prix du gaz naturel exporté au-dessus du prix intérieur. En conséquence, pour toute vente de gaz sur le marché extérieur, le producteur touche d'abord un prix équivalant au prix intérieur moyen. La différence entre le prix du gaz exporté et le prix intérieur est perçue par le gouvernement de l'Alberta qui la redistribue ensuite parmi l'ensemble des producteurs de gaz de la province au prorata de leur production, peu importe que celle-ci soit destinée au marché intérieur ou à l'exportation. Cette formule est destinée à garantir que les producteurs soient aussi intéressés à vendre du gaz au Canada qu'aux États-Unis. Dans l'éventualité d'une déréglementation du prix intérieur du gaz naturel et compte tenu de la politique adoptée par le gouvernement fédéral en juillet 1984 à l'effet que les prix à l'exportation seront désormais négociés à l'intérieur de certaines limites, il sera nécessaire de réviser la formule de redistribution des recettes d'exportation de manière à ce que le jeu des stimulants économiques soutienne l'objectif de maximiser les retombées des exportations de gaz, tout en évitant des prix trop faibles sur le marché intérieur.

La nouvelle politique sur les prix à l'exportation permet aux exportateurs canadiens de participer au marché croissant des ventes directes au comptant ou à court terme aux États-Unis, ce qui semble constituer un développement avantageux qui devrait permettre

d'augmenter les exportations et d'aligner davantage les prix sur les conditions du marché nord-américain.

Depuis le début des années 80, le marché extérieur pour le gaz naturel canadien s'est détérioré, principalement en raison des surplus persistants enregistrés aux États-Unis. Certains observateurs estiment que le marché américain ne se raffermira pas vraisemblablement avant la fin des années 80, et même alors, les conditions du marché seront telles que le prix du gaz canadien devra être plus concurrentiel.

Compte tenu de la situation qui prévaut aux États-Unis, il semble tout de même possible d'accroître les ventes, bien qu'à court terme les revenus d'exportation pourraient diminuer temporairement. Par ailleurs, l'ONE s'est montré optimiste quant aux perspectives d'exportation à plus long terme. L'organisme estime que la région du nord-est des États-Unis devrait constituer un marché cible pour le gaz canadien dans l'avenir, et qu'il serait possible de pénétrer davantage les marchés situés au nord et au centre de la région du Midwest. L'ONE note toutefois que les secteurs en croissance sont généralement éloignés des gisements de l'Ouest canadien, ce qui pourrait faire baisser les rentrées nettes, notamment si la politique du prix uniforme aux frontières est maintenue. Dans son rapport, l'Office signale également son intérêt pour le projet mis de l'avant par la société Dome Petroleum en vue d'exporter du gaz naturel liquéfié vers le Japon, projet qui permet à l'industrie canadienne du gaz d'exploiter une avenue de diversification prometteuse.

Les récentes décisions en matière d'exportation constituent un pas dans la bonne direction; il serait possible d'améliorer encore la situation de l'industrie gazière en poursuivant essentiellement dans le même sens. En particulier, nous estimons que les prix à l'exportation doivent continuer d'être réglementés dans une certaine mesure car ces ventes interviennent sur un marché insuffisamment concurrentiel. Il y a relativement peu d'exportateurs de gaz au Canada, et les quantités exportées sont réglementées par les provinces et l'ONE afin de garantir un approvisionnement suffisant sur le marché intérieur. Aux États-Unis, le marché ne comporte que quelques acheteurs et il est régi par des organismes gouvernementaux au palier fédéral et dans les divers États. Il est donc peu probable que, par le jeu de négociations libres sur le marché, les exportateurs canadiens puissent obtenir des prix concurrentiels et équitables pour le gaz exporté.

Une déréglementation complète des prix à l'exportation pourrait entraîner des pertes de revenus et avoir des effets indésirables sur le marché intérieur, notamment parce que les prix intérieurs pourraient subir l'influence du marché d'exportation. Il y a donc lieu de maintenir une certaine réglementation sur les prix à l'exportation. De cette façon, les contraintes appliquées sur les prix à l'exportation servent de baromètre à l'évolution des prix sur le marché intérieur.

Conclusions

Du point de vue économique, le pétrole et le gaz ont plusieurs caractéristiques communes, et on peut dire que l'objectif à la base d'une politique efficace d'approvisionnements gaziers est le même que dans le cas des approvisionnements en pétrole : l'industrie du gaz devrait produire le plus d'avantages économiques possible pour le Canada au coût le moins élevé. Toutefois, il existe de nombreuses différences entre les marchés respectifs de ces deux ressources : un marché très réglementé et des coûts de transport élevés dans le cas du gaz; les prix du gaz sont déterminés par le jeu de l'offre et de la demande sur le continent plutôt que par le marché mondial; les approvisionnements gaziers sont sensibles aux stimulants économiques; et les exportations de gaz jouent un rôle important. Par conséquent, la politique gazière ne peut être calquée sur celle du pétrole.

À l'heure actuelle, le marché du gaz naturel au Canada est caractérisé par une offre fortement excédentaire. Bien que ce déséquilibre dénote un marché trop réglementé et lent à réagir, il offre également aux Canadiens la possibilité de profiter, à court et à moyen termes, d'une baisse du prix de l'énergie et de recourir davantage au gaz naturel. Cependant, nous ne pourrons tirer parti de cette situation que si la politique gazière est assouplie, ce qui devrait notamment comporter une déréglementation du prix du gaz sur le marché intérieur.

Nous avons déjà mentionné qu'en vertu des régimes fiscaux en vigueur, l'exploitation et la mise en valeur de nouvelles réserves gazières dans l'Ouest du pays ne s'avèrent pas suffisamment rentables pour permettre de maintenir un niveau soutenu d'activité dans cette industrie. Par le passé, l'accroissement du potentiel gazier au Canada ne s'est réalisé qu'à des coûts sans cesse croissants. Tout indique que cette tendance se maintiendra dans l'avenir. La perspective d'une baisse éventuelle du prix du gaz est donc conditionnelle à un assouplissement des dispositions fiscales qui s'appliquent dans ce secteur.

Certains des changements apportés aux politiques ces dernières années – élargissement de l'écart entre le prix du gaz et celui du pétrole, baisse du prix à l'exportation, augmentation du nombre de permis d'exportation et expansion du marché intérieur – visaient tous à éliminer le déséquilibre observé sur le marché du gaz. Ces mesures allaient dans la bonne direction, mais elles ne sont peut-être pas allées assez loin. Le marché du gaz demeure encore passablement rigide, notamment en raison du rôle traditionnellement joué par les grands

transporteurs de gaz. A notre avis, une plus grande interaction des acheteurs et des vendeurs sur le marché intérieur, s'ajoutant aux changements récemment apportés à la politique d'exportation, permettrait au Canada de mieux tirer parti de son potentiel gazier, tant à court qu'à long terme.

6 L'approvisionnement en électricité

Depuis ses débuts, l'industrie canadienne de l'électricité a connu une expansion rapide. (Un bref aperçu historique de cette industrie est présenté au chapitre 2.) Si l'on fait exception du ralentissement enregistré ces dernières années en raison du fléchissement de l'activité économique et des mesures d'économie d'énergie prises à la suite de la hausse du prix de ces produits, le marché intérieur de l'électricité n'a cessé de se développer. En outre, les exportations canadiennes d'électricité à destination des États-Unis ont augmenté rapidement depuis 1970. L'industrie de l'électricité est ainsi devenue l'un des principaux secteurs d'activité économique au Canada. Au début des années 80, l'actif de cette industrie comptait pour près du cinquième de la valeur comptable de l'actif net immobilisé de l'ensemble des entreprises industrielles, alors que sa production représentait environ 2,5 % du produit intérieur brut.

Orientations et contraintes

Tel que mentionné précédemment, l'industrie de l'électricité a certaines des caractéristiques d'un monopole et, dans une large mesure, elle est contrôlée et réglementée par les pouvoirs publics. Son essor n'est pas seulement lié à la production d'énergie et à la gestion efficiente des ressources, mais aussi au rôle qu'elle a joué en tant qu'instrument de développement économique et social. Dès le début du siècle, les gouvernements ont mis sur pied des entreprises de services publics afin de fournir aux particuliers et aux entreprises industrielles et commerciales de l'électricité à prix abordable. L'électrification des zones urbaines, puis rurales, a été entreprise dans le but de stimuler la croissance économique et d'améliorer le niveau de vie de la population. On ne saurait, par conséquent, aborder les questions touchant l'industrie de l'électricité sans prendre en considération la dualité des objectifs qui ont marqué l'histoire de son développement. Le souci de l'efficience économique a généralement été omniprésent dans ce secteur d'activité mais il a souvent été relégué au second plan au profit d'autres objectifs à caractère économique et social poursuivis par l'État.

La gestion et la réglementation des compagnies d'électricité restent, de nos jours, influencées par des préoccupations d'ordre social. L'électricité est considérée par plusieurs comme un élément moteur de la technologie et de l'industrie modernes; à ce titre, elle continue d'être perçue comme l'un des instruments privilégiés du développement économique. Le Canada possède un avantage comparatif dans la production d'électricité. Nous disposons d'abondantes ressources naturelles, notamment hydrauliques, ainsi que d'une expérience et d'un potentiel techniques qui nous placent dans une situation avantageuse. Dans certaines provinces, les stratégies de développement économique visent à mettre à profit un tel avantage en privilégiant les industries qui dépendent fortement de l'électricité – transformation des métaux, pâtes et papier, produits chimiques – et qui sont susceptibles de favoriser une diversification de la base industrielle en donnant naissance à d'autres activités en amont et en aval. L'électricité étant considérée comme un des principaux facteurs de localisation de ces industries, les gouvernements, par le biais des compagnies publiques d'électricité, s'efforcent de stimuler le développement régional et d'atteindre d'autres objectifs.

La politique en matière de tarification demeure le principal moyen par lequel on peut stimuler la consommation d'électricité. La plupart des compagnies d'électricité au Canada ont pour mandat d'établir des tarifs aussi bas que possible sans toutefois compromettre leur intégrité financière. Cette stratégie a été largement acceptée dans l'industrie et même dans le public en général, mais on s'interroge de plus en plus depuis quelques années sur le bien-fondé d'une telle politique en regard de la nécessité de maximiser les avantages nets découlant de l'utilisation de ressources rares. Les objections que l'on soulève à l'endroit de la politique de tarification pratiquée à l'heure actuelle sont à l'effet que l'électricité est vendue à des prix inférieurs à son coût de production véritable et que cela entraîne des distorsions sur le marché. Des tarifs d'électricité artificiellement bas donnent lieu à une surconsommation et au gaspillage de ressources précieuses, y compris le capital, dont le taux de rendement est sensiblement plus faible dans l'industrie de l'électricité que dans la plupart des autres secteurs de l'économie canadienne.

Comme l'infrastructure de distribution est bien en place et que la situation énergétique semble s'être stabilisée, le moment paraît indiqué pour procéder à une réévaluation des stratégies en matière de tarification et d'investissement dans ce secteur d'activité.

Le problème de la tarification de l'électricité est complexe, surtout si on l'envisage dans une perspective

dynamique. Entre autres facteurs dont il faut tenir compte, il y a présentement une surcapacité de production d'électricité dans plusieurs provinces. Même si des considérations à long terme peuvent nous inciter à penser qu'il serait souhaitable de hausser les tarifs d'électricité, les conditions actuelles du marché militent en faveur du maintien des prix à leur faible niveau actuel et d'une stimulation des exportations pour absorber la capacité excédentaire.

La gestion de l'approvisionnement en électricité repose très largement sur la capacité de faire des prévisions justes. La planification, la construction et l'intégration des installations de production dans le réseau de transmission impliquent de longs délais – pouvant aller de 10 à 15 ans – et les capitaux investis sont engagés pour des périodes très longues, jusqu'à 100 ans dans certains cas.

Le problème de la planification de l'approvisionnement est rendu plus difficile encore par le fait que l'industrie doit, en tout temps, répondre non seulement à la demande moyenne mais aussi à la demande de pointe. Un tel processus de planification est sujet à l'erreur. Une surestimation de la demande entraîne la construction d'installations coûteuses qui restent sous-utilisées. On a toujours considéré cependant qu'une sous-estimation des besoins constituait un risque plus grave, en raison des conséquences fâcheuses qu'une telle situation pourrait avoir sur le plan de la croissance économique. L'hypothèse voulant que la demande d'électricité soit inélastique au prix – qui est non fondée, comme nous le verrons au chapitre suivant – a contribué à exagérer ce risque et à négliger les possibilités de « gestion » de la demande comme moyen d'équilibrer le marché.

La tendance à surestimer la demande dans les prévisions a été atténuée en partie ces dernières années par un accroissement des exportations de surplus d'électricité. Pour l'avenir, cependant, on prévoit que les contrats d'approvisionnement ferme prendront une part plus importante dans le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis. Dans un tel cas, il faudrait alors réserver une certaine partie de la puissance installée au marché de l'exportation, et peut-être construire plus tôt que prévu des installations destinées à approvisionner les marchés d'exportation dans un premier temps, avant d'être appelées à desservir le marché intérieur. À l'heure actuelle, les recettes nettes tirées des ventes à l'exportation servent à réduire les coûts de production de façon à diminuer les prix sur le marché intérieur, ce qui revient à redistribuer aux consommateurs d'électricité les bénéfices réalisés sur les exportations. On peut s'interroger sur le bien-fondé de cette pratique du point de vue de l'efficience économique, car elle favorise une surconsommation d'électricité au pays par rapport aux autres formes d'énergie et joue à l'encontre des efforts visant à économiser l'énergie. Dans une perspective plus large, les recettes nettes d'exportation pourraient être employées à d'autres fins dans l'économie. À l'opposé, d'autres font valoir que le faible prix de l'électricité a un effet stimulateur – sur les industries exportatrices notamment –, procurant ainsi aux Canadiens des avantages nets encore plus grands.

La complexité et l'interdépendance des questions qui touchent l'électricité ont amené les gouvernements à s'impliquer profondément dans ce secteur de l'économie. Par conséquent, des changements dans la politique d'approvisionnement en électricité pourraient exiger que soient modifiés les textes de loi définissant le mandat des compagnies d'électricité ou que l'on procède à une réforme du cadre et de la portée de la réglementation; il pourrait également s'avérer nécessaire de réviser les autres politiques gouvernementales qui ont une incidence sur cette industrie. Nous sommes d'avis que les gouvernements doivent attacher une plus grande importance au critère de l'efficience économique et chercher des stratégies susceptibles de profiter à l'économie dans son ensemble plutôt que de ne considérer que les intérêts des consommateurs d'électricité. Cela nécessiterait une réforme par étape qui, tout en étant compatible avec le caractère dynamique de ce marché, tiendrait compte des préoccupations du public en regard du développement régional, de la sécurité des approvisionnements, de la protection du public et de la qualité de l'environnement.

La structure de l'industrie

Le profil de l'offre

En 1982, la production d'électricité au Canada a atteint environ 380 000 gigawatts/heure (tableau 6-1). La puissance générée équivalait à près de 100 000 m^3 de pétrole par jour, soit un peu plus de 40 % de la production pétrolière canadienne[1]. La consommation intérieure absorbait 83 % de la production d'électricité, alors que la part des exportations (à partir de l'Ontario, du Québec, de la Colombie-Britannique, du Manitoba et du Nouveau-Brunswick) s'élevait à 9 %, les autres 8 % consistant principalement en pertes encourues lors du transport et de la distribution de l'électricité. Les importations représentaient moins de 1 % de la consommation intérieure.

La croissance de la production d'électricité a été en moyenne de 6,6 % durant les années 60 et au début des années 70, mais elle a ralenti au cours de la dernière décennie pour se situer à environ 4 % par année. De façon générale, la production a augmenté pour répondre aux besoins du marché intérieur. Depuis 10 ans, cependant, la part des exportations a constamment augmenté dans la production totale.

Tableau 6-1

Production, commerce, consommation et pertes d'électricité, Canada, par province, 1982

En gigawatts-heure

	Production nette globale	Importations	Exportations	Échanges interrégionaux		Consommation	Pertes
				Entrées nettes	Sorties nettes		
Terre-Neuve	44 340				35 779	7 576	985
Île-du-Prince-Édouard	35			478		450	62
Nouvelle-Écosse	6 568			83		6 054	597
Nouveau-Brunswick	8 435	71	3 029	3 053		7 556	973
Québec	100 037	7	8 530	26 453		108 409	9 558
Ontario	110 439	404	11 168	6 775		98 816	7 634
Manitoba	20 790	214	5 255		1 485	11 771	2 494
Saskatchewan	9 846	31	60	419		8 919	1 317
Alberta	27 112	2		256		25 319	2 052
Colombie-Britannique	48 363	2 118	6 171		253	39 645	4 411
Territoires	841					786	55
Canada	376 805	2 848	34 214	37 517	37 517	315 301	30 139

SOURCE Données de Statistique Canada.

Le potentiel de production d'électricité à un point donné dans le temps est mesuré en mégawatt (MW), qui est une unité de *puissance*. Chaque mégawatt de capacité permet en principe de fournir 8,8 (1 x 365 x 24 ÷ 1 000) gigawatts/heure (GWh) d'*énergie* par année. Cette distinction entre puissance et énergie est importante pour bien comprendre certains aspects de la production d'électricité. La puissance installée des centrales en exploitation au Canada était de 85 547 MW en 1982 (tableau 6-2). Pour plusieurs raisons, la capacité véritable d'approvisionnement peut toutefois être inférieure à la puissance installée. Une partie des installations peut ne pas être en service. Les centrales ne peuvent pas toutes fonctionner au maximum de la puissance installée et il se peut que l'on ne soit pas en mesure d'exploiter tout l'équipement en même temps en raison de contraintes au niveau des installations de transmission. Il y a aussi des variations de l'hydraulicité qui peuvent avoir un effet direct sur la capacité de production des génératrices hydroélectriques. Compte tenu de ces facteurs, on estime que la capacité réelle d'approvisionnement au Canada était de 78 023 MW en 1982, soit un niveau équivalant à 91 % de la puissance installée.

La capacité d'approvisionnement peut être comparée à la demande de pointe annuelle. La différence entre l'une et l'autre correspond à la capacité de réserve. Celle-ci donne aux compagnies d'électricité une marge de sécurité dans l'éventualité d'une panne, d'une baisse de température imprévue, d'une trop grande fluctuation de l'hydraulicité ou d'une erreur de prévision en ce qui concerne la demande. Le ratio recherché entre la puissance de réserve et la demande de pointe – qui est une indication de l'équilibre entre l'offre et la demande – se situe entre 11 et 25 % au Canada, selon la configuration des installations de production (par exemple, le genre de génération et la taille des unités). La cible inférieure s'applique aux fournisseurs qui exploitent des centrales hydroélectriques, étant donné la plus grande fiabilité de ces installations.

En 1982, la demande de pointe cumulative – la somme des demandes de pointe de chacun des fournisseurs d'électricité – était de 62 417 MW, comparativement à une capacité estimée de 78 023 MW. La capacité de réserve était donc de 15 606 MW, ce qui représente un ratio réserve/demande de pointe relativement élevé de 25 %. La capacité excédentaire était et demeure très élevée au Manitoba, en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec, bien que le ratio réserve/demande de pointe paraisse se situer à un niveau plus acceptable dans les deux derniers cas. L'Ontario a mis en veilleuse un certain nombre de centrales alimentées au charbon tandis que le Québec, dont les surplus sont relativement peu élevés pendant les périodes de pointe, dispose d'une capacité hydroélectrique excédentaire très importante pendant les heures creuses. Les provinces de l'Atlantique ont une capacité excédentaire considérable, qui s'explique principalement par l'abandon graduel des installations de production fonctionnant au pétrole avec l'entrée en service graduelle des nouvelles centrales alimentées au charbon ou au combustible nucléaire.

Tableau 6-2

Puissance installée des centrales, puissance maximale nette possible et demande maximale d'électricité, Canada, par province, 1982

En mégawatts

	Puissance installée[1]	Puissance maximale nette possible[2]	Demande maximale souscrite	Réserves	Reserves/ demande maximale
Terre-Neuve	6 963	2 949	1 606	1 343	0,84
Île-du-Prince-Édouard	118	131	100	31	0,31
Nouvelle-Écosse	1 865	1 678	1 244	434	0,35
Nouveau-Brunswick	3 469	2 462	1 664	798	0,48
Québec	22 762	23 918	21 674	2 244	0,10
Ontario	26 272	22 937	18 820	4 117	0,22
Manitoba	4 144	4 216	2 743	1 473	0,54
Saskatchewan	2 322	2 292	2 055	237	0,12
Alberta	6 427	6 155	4 525	1 630	0,36
Colombie-Britannique	10 886	11 013	7 835	3 178	0,41
Territoires	284	272	151	121	0,80
Canada	85 547[3]	78 023	62 417[4]	15 606	0,25

1 La capacité nominale des installations de production.
2 La puissance disponible prévue pour satisfaire pendant une heure une demande maximale de puissance souscrite, compte tenu des échanges interrégionaux de puissance souscrite, du niveau d'eau prévu au moment de l'appel maximal, de l'impossibilité d'utiliser toutes les installations simultanément et ainsi de suite.
3 Y compris 35 MW de puissance non répartie entre les provinces.
4 L'appel maximal de puissance publié pour le Canada (i.e., la somme arithmétique des pointes provinciales sans égard à la journée d'observation) peut égaler ou être inférieur à l'appel maximal des provinces.

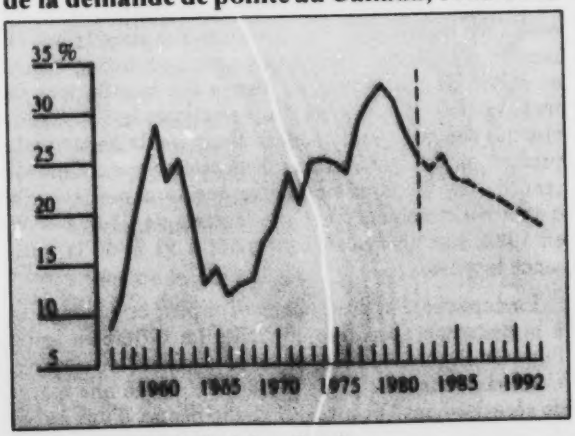
SOURCE Données de Statistique Canada.

La capacité d'approvisionnement, la demande de pointe et la capacité de réserve ont toutes augmenté de façon régulière depuis 25 ans. Le taux de croissance a toutefois fluctué, faisant ainsi varier le ratio réserve/demande de pointe. Celui-ci a donc évolué de façon cyclique, traduisant périodiquement un problème de surcapacité. Lorsque les réserves diminuent par rapport à la demande de pointe, de nouvelles centrales sont mises en exploitation, créant alors un surplus momentané. Avec l'augmentation de la demande, la capacité excédentaire est graduellement absorbée, de sorte qu'il faut éventuellement considérer la construction d'installations supplémentaires. Les sommets et les creux cycliques dépendent de la précision avec laquelle se fait la planification des apports à la capacité de production. Ainsi, l'excédent actuel serait attribuable, entre autres causes, à une surestimation de la demande dans les prévisions qui ont été faites au cours de la première moitié des années 70.

Le ratio réserve/demande de pointe se situe présentement à un sommet cyclique (graphique 6-1). Grâce à un effort de commercialisation plus vigoureux, les producteurs d'électricité espèrent rétablir graduellement l'équilibre entre la capacité d'approvisionnement et la demande. Pour la période 1982-1992, ils prévoient que la croissance annuelle moyenne de la demande de pointe sera de 3,6 %, alors que la capacité de production ne devrait augmenter que de 3,0 % par année (tableau 6-3), avec l'entrée en service des installations mises en chantier dans les années 70.

Graphique 6-1

Capacité de réserve d'électricité en proportion de la demande de pointe au Canada, 1956-1992



SOURCE Données de Statistique Canada.

Tableau 6-3

Niveaux actuels et projetés de la puissance maximale nette possible et demande maximale de puissance souscrite à l'intérieur des provinces canadiennes, 1982 et 1992

En mégawatts

	Puissance maximale nette possible		Demande maximale de puissance souscrite dans la province		Variation annuelle moyenne 1982-1992 (en %)	
	1982	1992	1982	1992	Puissance	Demande
Terre-Neuve	2 949	[illegible]	1 606	2 312	2,5	3,7
Île-du-Prince-Édouard	131		100	126	0,0	2,3
Nouvelle-Écosse	1 678	2 001	1 244	1 770	1,8	3,6
Nouveau-Brunswick	2 462	2 733	1 664	2 206	1,0	2,9
Québec	23 918	34 676	21 674	32 311	3,8	4,1
Ontario	22 937	30 942	18 820	23 298	3,0	2,2
Manitoba	4 216	4 628	2 743	4 006	0,9	3,9
Saskatchewan	2 292	3 016	2 055	2 639	2,8	2,5
Alberta	6 155	9 529	4 525	8 881	4,5	7,0
Colombie-Britannique	11 013	13 946	7 835	11 273	2,4	3,7
Territoire du Yukon	103	124	61	95	1,9	4,5
Territoires du Nord-Ouest	169	180	90	161	0,6	6,0
Canada	78 023	105 685	62 417	89 078	3,0	3,6

SOURCE Données de Statistique Canada.

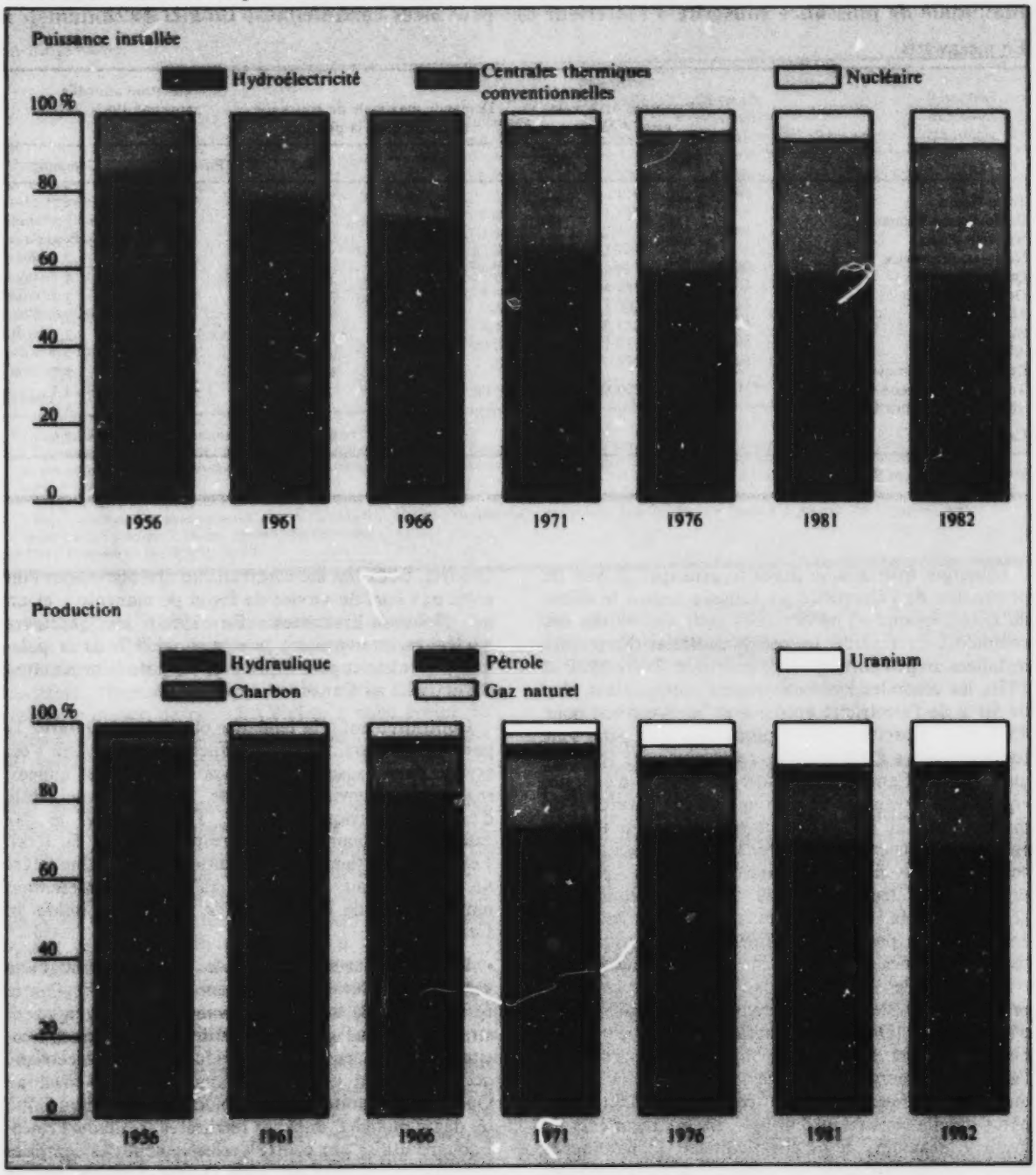
L'énergie hydraulique a été le principal moyen de production de l'électricité au Canada depuis le début du siècle, époque où les centrales hydroélectriques ont commencé à remplacer les petites centrales thermiques installées un peu partout sur le territoire. Entre 1920 et 1956, les centrales hydroélectriques fournissaient plus de 90 % de l'électricité produite et intervenaient pour 85 % de la capacité totale de production. Ces parts sont tombées depuis à 68 et 58 %, respectivement (graphique 6-2). Le Canada a diversifié ses sources d'énergie, en utilisant davantage de charbon, de gaz naturel et de mazout jusqu'au milieu des années 60, pour se tourner ensuite vers l'énergie nucléaire. Dans plusieurs provinces, le recours à d'autres sources d'énergie pour la production d'électricité a été favorisé durant cette période par la difficulté de trouver de nouveaux emplacements pour des centrales hydroélectriques ou par la hausse des coûts de ces installations; plus tard, la crise mondiale du pétrole a poussé beaucoup de producteurs d'électricité à abandonner cette source d'énergie. En Ontario, l'adoption de la technologie nucléaire a été motivée par le souci de parvenir à l'autonomie énergétique et de stimuler le développement économique. On s'est engagé dans cette voie parce qu'elle permettait d'utiliser une source d'énergie locale (l'uranium) et qu'elle favorisait le développement d'un produit canadien dans un secteur de pointe, le réacteur nucléaire CANDU, dont le premier prototype a été construit en Ontario en 1962. Entre 1966 et 1982, 10 réacteurs CANDU ont été construits en Ontario. Deux ont été construits au Québec – dont l'un a été mis hors de service de façon permanente – et un au Nouveau-Brunswick. En 1983, les réacteurs nucléaires intervenaient pour environ 9 % de la puissance installée et pour à peu près 12 % de la production d'électricité au Canada.

Contrairement à la tendance observée en Ontario, la part du charbon dans la production d'électricité s'est accrue dans l'ensemble du pays ces dernières années, représentant environ 19 % de la production totale d'énergie électrique en 1982. Le pétrole et le gaz intervenaient pour 2 et 1 %, respectivement, du total. Les centrales thermiques traditionnelles – alimentées au charbon, au pétrole ou au gaz – représentent environ 34 % de la capacité de production totale au Canada.

Le type d'installations et le mode de production varient considérablement d'une province à l'autre (graphique 6-3), suivant les avantages économiques et stratégiques que comporte l'utilisation des ressources situées sur le territoire. La production hydroélectrique occupe de loin le premier rang à Terre-Neuve, au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique et, à un degré moindre, dans les territoires. L'Île-du-Prince-Édouard utilise par contre exclusivement des centrales thermiques au mazout, mais il faut préciser que la demande dans cette province est comblée en très grande partie – plus de 90 % en 1982 – par des achats d'énergie au Nouveau-Brunswick. L'Alberta est une

Graphique 6-2

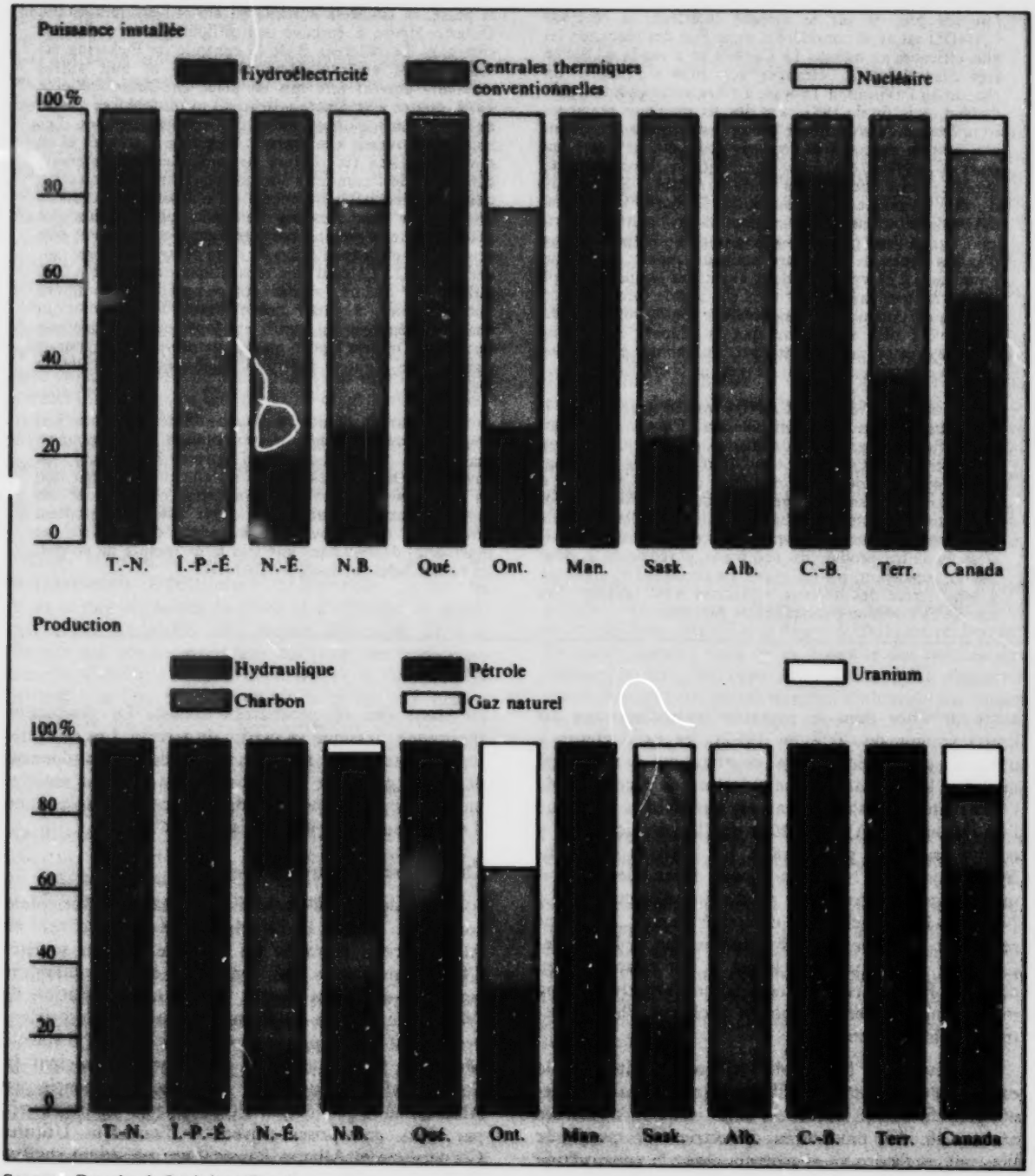
Puissance installée et production d'électricité au Canada, 1956-1982



SOURCE Données de Statistique Canada.

Graphique 6-3

Puissance installée et production d'électricité au Canada, par province ou territoire, 1982



SOURCE Données de Statistique Canada.

Le réacteur nucléaire CANDU

Produit de la technologie canadienne qui non seulement a fait ses preuves sur le marché intérieur, le réacteur CANDU est aussi considéré comme l'un des réacteurs les plus efficaces au monde. Le Canada en a vendu ou donné sept exemplaires à l'étranger, soit trois à l'Inde et un chacun au Pakistan, à Taiwan, à l'Argentine et à la Corée du Sud. À la fin de 1981, sept des dix meilleurs réacteurs en opération dans le monde, selon le critère du coefficient d'utilisation au cours de leur vie utile, étaient des réacteurs CANDU exploités par Ontario Hydro. Cette réussite s'explique par un certain nombre de facteurs d'ordre technique et économique. D'abord, le système CANDU est alimenté à l'uranium naturel plutôt qu'enrichi. Par ailleurs, il consomme moins d'uranium que d'autres types de réacteurs pour un même niveau de production d'énergie. Ces deux avantages tiennent au fait que le réacteur canadien utilise l'eau lourde (protoxyde de deutérium) comme agent modérateur. En outre, CANDU s'est avéré plus sécuritaire que la plupart des autres réacteurs, et on peut d'autre part l'alimenter et faire les travaux d'entretien pendant qu'il est en opération.

Si le dossier du réacteur CANDU est en général bon, il reste que certaines unités installées au Canada ont connu des difficultés, parfois très sérieuses. On peut citer le cas de Gentilly I au Québec et celui du réacteur de Pickering, en Ontario, qui ont mal fonctionné certaines années. Le coût en immobilisation du réacteur est plus élevé que celui de certains réacteurs utilisant de l'eau ordinaire; il a d'ailleurs augmenté rapidement au cours des années 70. Il s'est en outre produit de nombreux « accidents », dont aucun, cependant, n'a été grave. Le problème du stockage à long terme des déchets nucléaires n'est toujours pas résolu. Et l'opinion publique reste partagée.

Malgré les succès qu'a remportés l'industrie nucléaire par le passé, sa situation actuelle paraît peu encourageante. Ontario Hydro a éprouvé des difficultés avec certaines centrales. Le réacteur B de la centrale de Pickering est censé entrer en exploitation en 1985 et huit autres réacteurs doivent être mis en place en Ontario d'ici à 1992, quatre à la centrale Bruce B avant 1987 et quatre autres à Darlington au cours des années suivantes. Les incidents survenus à la centrale Pickering A en août et en novembre 1983 (la rupture de conduites sous pression contenant de l'uranium) ont provoqué une vive réaction dans l'opinion publique, même s'il n'a pas été nécessaire de recourir aux mesures d'urgence pour arrêter les réacteurs. Les conduites des réacteurs I et II doivent être remplacées et l'exploitation de cette centrale doit reprendre en 1987. Le coût des réparations est évalué à 700 millions de dollars, somme qui comprend 300 millions pour produire, à partir des centrales fonctionnant au charbon, l'énergie qui aurait été fournie par la centrale nucléaire. Ontario Hydro n'a pas de projet précis pour la construction d'autres centrales nucléaires après celle de Darlington.

À l'extérieur de l'Ontario, les possibilités sont limitées; pour le moment, seule la construction d'un deuxième réacteur à Pointe-Lepreau (Nouveau-Brunswick) est envisagée. Deux centrales sont également en construction en Roumanie. L'avenir de l'industrie nucléaire et des secteurs d'activité qui y sont reliés (mines d'uranium, production d'eau lourde, fabrication de matériel et ingénierie) dépend dans une très large mesure de nouvelles commandes de réacteurs CANDU.

autre province dont le potentiel hydroélectrique est limité (moins de 20 % en 1982), les producteurs y utilisant principalement le charbon et, à un degré moindre, le gaz naturel. La structure de l'industrie de l'électricité en Saskatchewan est semblable à celle que l'on retrouve en Alberta, bien que l'hydroélectricité y occupe une place plus grande. En 1981, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse dépendaient largement du pétrole pour leur production d'électricité. Le Nouveau-Brunswick s'est diversifié depuis, en ayant recours à l'énergie nucléaire, tandis que la Nouvelle-Écosse a fait davantage appel à ses ressources en charbon. En Ontario, la production est répartie plus ou moins également entre l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité et le charbon.

On prévoit que la part de l'hydroélectricité dans la capacité de production totale au Canada va se maintenir près du niveau actuel de 60 % jusqu'au début des années 90. La production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire va augmenter, avec la construction de nouveaux réacteurs en Ontario et, peut-être, au Nouveau-Brunswick; sa part pourrait atteindre 15 % au cours des 10 prochaines années. La production thermique classique va perdre du terrain. Les centrales fonctionnant au pétrole seront sans doute abandonnées de façon graduelle pour disparaître presque entièrement à moyen terme, sauf dans les centres éloignés où il existe peu ou pas d'autres sources d'énergie.

Caractéristiques structurelles

Le secteur de l'électricité au Canada est fortement concentré. Sauf à l'Île-du-Prince-Édouard et en Alberta, cette industrie est dominée par des sociétés d'État provinciales qui contrôlent la production, le transport et, à des degrés divers, la distribution de l'électricité. À l'Île-du-Prince-Édouard, l'approvisionnement est assuré par une entreprise privée (la société Maritime Electric Co.) et un service municipal (à Summerside). L'industrie est plus fragmentée en Alberta, où la production est en majeure partie assurée par deux entreprises privées – TransAlta Utilities Corporation et Alberta Power – qui possèdent environ 80 % de la capacité de production d'énergie électrique de la province; deux entreprises municipales produisent

également de l'électricité, l'une à Edmonton et l'autre à Medicine Hat. Ces sociétés sont reliées par un réseau de transport appartenant en grande partie à la société TransAlta Utilities. Il y a en outre 10 municipalités qui disposent d'un service chargé d'acheter et de distribuer l'électricité en exclusivité sur leur territoire.

D'autres provinces possèdent également des entreprises qui sont engagées principalement dans la distribution de l'électricité. La Newfoundland Light and Power, une société privée, est le principal fournisseur d'électricité dans l'île de Terre-Neuve, achetant la plus grande partie de son énergie auprès de la Newfoundland and Labrador Hydro, mais exploitant aussi quelques installations hydroélectriques pour son propre compte. Au Manitoba, Winnipeg Hydro assure la distribution sur le territoire de cette ville et exploite quelques centrales. La structure de l'industrie de l'électricité en Ontario est unique : 300 services municipaux s'occupent de la distribution de l'électricité qu'ils achètent d'Ontario Hydro. Cette société provinciale dessert elle-même les abonnés des régions rurales et vend directement à une centaine de gros consommateurs industriels. En Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique, par contre, une faible part seulement de l'électricité produite est distribuée par des entreprises autres que les sociétés d'État provinciales.

Dans la plupart des provinces, il y a aussi des établissements industriels – alumineries, usines de pâtes et papier, usines de fonte et d'affinage de minerais – qui produisent leur propre électricité, dans la plupart des cas en exploitant des centrales hydroélectriques. Ces installations appartenant à des sociétés privées, que l'on retrouve dans toutes les provinces à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard, interviennent pour environ 10 % de l'électricité produite au Canada. Dans certains cas – par exemple la société Bowater à Terre-Neuve, l'Inco en Ontario et Cominco (par l'intermédiaire de West Kootenay Power) en Colombie-Britannique –, ces entreprises fournissent l'électricité à la collectivité locale. En Colombie-Britannique et au Québec, les établissements industriels ont fourni 24 et 17 %, respectivement, de la production d'électricité de la province en 1982.

Certains centres éloignés sont desservis par des génératrices au mazout ou de petites installations hydroélectriques qui ne sont pas reliées à un réseau central. Cette situation se retrouve fréquemment dans les territoires, à Terre-Neuve, au Manitoba, en Colombie-Britannique et, dans une moindre mesure, en Alberta et en Saskatchewan.

En somme, les sociétés publiques d'électricité des provinces possédaient, en 1982, environ 93 % de l'actif net immobilisé de l'ensemble du secteur de l'électricité. Ce secteur a produit, pour sa part, tout près de 90 % de l'électricité générée au Canada cette année-là, le reste étant attribuable à la production des établissements industriels.

Historique

Les politiques

Comme nous l'avons vu au chapitre 2, des facteurs d'ordre économique aussi bien que politique ont façonné le développement de l'industrie de l'électricité au Canada. L'intervention des gouvernements a été en partie motivée par le caractère monopolistique de ce secteur, mais un facteur tout aussi déterminant a été la perception, largement répandue, que l'électricité constituait un service public et un instrument clé du développement économique et social.

L'industrie de l'électricité a été caractérisée par d'importantes économies d'échelle, alors que les coûts moyens ont diminué avec l'augmentation de la production. Les coûts fixes et les coûts d'exploitation des centrales thermiques et hydroélectriques, ainsi que des installations de transport à haute tension qui les relient aux marchés de consommation, peuvent donner lieu à des économies d'échelle, tout comme les activités reliées à la gestion, à la planification, à l'exploitation et à l'entretien. Jusqu'à une certaine taille, des réseaux plus importants et mieux intégrés requièrent une moins grande capacité de réserve que des réseaux plus restreints pour atteindre le degré de fiabilité recherché. En outre, compte tenu de la diversité des besoins des consommateurs, la capacité requise pour desservir simultanément un grand nombre d'abonnés est moins grande que lorsqu'il faut approvisionner plusieurs petits groupes séparés. Des économies d'échelle peuvent également être réalisées au niveau de la distribution.

Dans ces conditions, il est impossible de maintenir un marché concurrentiel. En prenant une plus grande part du marché, un producteur peut réaliser des économies d'échelle de plus en plus importantes, ce qui tend éventuellement à éliminer la concurrence. Il devient coûteux et inefficace d'avoir plus d'un fournisseur dans une même région. Le monopole, pourrait-on faire valoir, est la seule forme d'organisation qui permette d'atteindre l'efficience au niveau de l'approvisionnement.

La question du monopole a amené les gouvernements à intervenir dans ce secteur, par le biais de la réglementation ou en y participant directement. Au Québec, par exemple, une commission royale d'enquête en était venue à la conclusion en 1934 que le caractère

monopolistique de l'industrie de l'électricité exigeait que l'État exerce un contrôle et en réglemente les activités dans l'intérêt du public[2]. La réglementation ou le contrôle de l'État a pour but d'empêcher que les producteurs ne fassent des profits excessifs et de s'assurer que l'approvisionnement soit suffisant, sûr et peu coûteux. La plupart, sinon la totalité, des secteurs d'activité au Canada qui s'apparentent à des monopoles – communications, oléoducs et gazoducs, entre autres – sont réglementés et plusieurs sociétés d'État ont été créées pour offrir des services dans ces secteurs. La réglementation des monopoles privés et la propriété publique des entreprises constituent deux des moyens qui ont été employés afin de réaliser l'efficience économique dans ces circonstances.

Dès le début, les législateurs ont été conscients de l'importance du rôle que pouvait jouer l'électricité, aux yeux du public et des milieux d'affaires, en raison des possibilités qu'elle offrait tant sur le plan de l'amélioration du niveau de vie que sur celui de la productivité. Les pressions de l'opinion publique se sont fait sentir tout particulièrement à l'époque du développement de l'hydroélectricité, au début du siècle. On a alors assisté à une âpre lutte entre une coalition de petits industriels et d'hommes politiques locaux qui voulaient avoir accès à une source d'énergie abondante et peu coûteuse, et des financiers qui souhaitaient exploiter cette nouvelle ressource pour en faire l'exportation et en tirer profit. Graduellement, l'opinion publique a penché en faveur de la propriété publique des installations afin que l'électricité soit rendue accessible à tous à un prix raisonnable. Ce mouvement a largement contribué à la formation, en 1906, de la première entreprise publique d'électricité au Canada, l'Hydro-Electric Power Commission de l'Ontario, qui est devenue aujourd'hui l'Ontario Hydro.

De nos jours, la question de l'électricité demeure toujours aussi importante, tant au plan politique qu'au plan économique. L'accès à l'énergie électrique à bas prix est considéré comme un droit, non comme un privilège, et les hausses de tarifs suscitent l'opposition de divers groupes de pression qui jugent ces hausses socialement indésirables.

Dans le même ordre d'idée, l'une des raisons qui ont incité les gouvernements à procéder à l'intégration de l'industrie de l'électricité a été la normalisation des tarifs – l'interfinancement parmi la clientèle –, mesure jugée nécessaire du point de vue de l'équité. Ainsi, l'un des objectifs visés lors de la création d'Ontario Hydro était l'uniformisation des coûts parmi l'ensemble des municipalités desservies par cette société d'État. À l'heure actuelle, la grande majorité des consommateurs dans toutes les provinces paient des tarifs identiques ou très peu différents pour un même service. En 1982, un organisme a été créé en Alberta pour normaliser les tarifs parmi les abonnés des divers services d'électricité. L'Alberta Electrical Energy Marketing Agency achète ainsi à des prix différents l'électricité des entreprises de production pour la leur revendre ensuite afin qu'elle soit distribuée à partir d'un tarif moyen. Plus récemment, l'Île-du-Prince-Édouard a proposé que les prix de vente soient uniformisés entre les provinces.

Une autre dimension politique de la présence de l'État dans le secteur de l'électricité a été l'effort d'électrification des régions rurales, effort qui s'est accéléré au cours des années 50. Cet objectif est devenu une priorité pour les gouvernements provinciaux car il permettait d'offrir des avantages économiques et sociaux à un vaste segment de la population. En soi, cette initiative n'aurait pas justifié la propriété publique dans l'industrie de l'électricité. Les gouvernements de l'Île-du-Prince-Édouard et de l'Alberta ont d'ailleurs réalisé l'électrification des campagnes par l'intermédiaire d'entreprises privées d'électricité et de coopératives rurales.

La croissance de la demande d'électricité pendant et après la Deuxième Guerre mondiale a sensibilisé les gouvernements à l'importance de la planification à long terme des installations servant à la production et au transport de l'électricité. Ils ont jugé essentiel de pouvoir prévoir adéquatement les besoins futurs et de coordonner la production des diverses sociétés privées afin de prévenir les pénuries d'approvisionnement. Le problème était particulièrement délicat, compte tenu des longs délais requis pour mettre en service des installations additionnelles et de la longue durée d'utilisation des équipements dans ce secteur d'activité. Aussi les gouvernements ont-ils eu recours à des sociétés d'État ou à la réglementation des sociétés privées pour exercer leur influence au niveau de la planification, non seulement au sein de l'industrie de l'électricité elle-même mais dans la perspective plus large du développement économique.

Un des facteurs qui ont joué en faveur de la propriété publique des entreprises du secteur de l'électricité a été le fait que le gouvernement fédéral prélevait des impôts sur les bénéfices nets des compagnies privées d'électricité, au même titre que ceux de n'importe quelle autre entreprise privée. Il s'agissait là d'une question irritante pour les provinces, qui estimaient que la perception d'un impôt fédéral sur une ressource provinciale était injustifiée, et que le pouvoir central pratiquait ainsi une forme de discrimination à l'avantage des entreprises publiques qui n'étaient pas assujetties à l'impôt. Ce fut l'un des arguments invoqués par les autorités de la Colombie-Britannique et du Québec lors de la prise de contrôle de l'industrie de l'électricité dans ces provinces. Depuis 1966, le gouvernement fédéral a remboursé aux provinces concernées 95 % du montant des impôts perçus auprès des sociétés

privées d'électricité opérant sur leur territoire. En règle générale, ces remboursements sont remis aux compagnies d'électricité et, au bout du compte, sont transmis aux consommateurs.

Les projets de développement hydroélectrique ont été réalisés sur des sites appartenant aux provinces et ont souvent eu des effets importants sur l'environnement, notamment au niveau de l'utilisation des terres, de la création de lacs, de l'irrigation et de la transformation du relief. Ces facteurs, qui ne touchent pas directement au marché de l'électricité, ont une incidence directe sur d'autres secteurs de l'économie – l'agriculture, les pêches et les loisirs, pour n'en nommer que quelques-uns. La construction de nouvelles lignes de transport a aussi des effets importants sur l'environnement, exigeant souvent l'expropriation de terrains. L'exploitation des centrales nucléaires soulève d'autres types de problèmes écologiques, en particulier celui de l'élimination des déchets radioactifs. En raison de ces facteurs externes d'ordre économique et environnemental, l'intervention de l'État dans le secteur de l'électricité a été et demeure importante.

En somme, la structure actuelle de l'industrie est le reflet des divers intérêts des gouvernements. Bien qu'elle ait en partie évolué de manière à satisfaire au critère de l'efficience économique, cette structure est l'expression de la volonté des gouvernements de mettre l'industrie de l'électricité au service d'autres objectifs économiques et sociaux (comme celui de l'autonomie énergétique ou du développement économique). De façon générale, cependant, les gouvernements provinciaux ont cherché avant tout à garantir les meilleurs tarifs possibles aux consommateurs et aux industries de leur province.

L'évolution des prix

L'intégration réalisée par le biais des fusions et des nationalisations, les progrès techniques réalisés dans le domaine de la production et du transport de l'électricité, ainsi que d'autres mesures adoptées par les gouvernements, ont eu pour effet d'abaisser progressivement les prix. La seule augmentation marquée du tarif réel moyen dans le secteur résidentiel est survenue vers le début des années 30, vraisemblablement parce que la très faible demande a obligé les compagnies d'électricité à hausser leurs tarifs pour être en mesure de couvrir leurs coûts fixes à même un volume de ventes réduit. Par la suite, les recettes par kilowattheure ont constamment décliné en termes réels jusqu'au milieu des années 70 (graphique 6-4). La baisse a été prononcée jusqu'au début des années 50, après quoi elle s'est poursuivie plus modérément. Depuis 1975, cependant, les tarifs moyens ont cessé de chuter ou ont même augmenté en termes réels. Même si cela est interprété par certains comme un indice du plafonnement des économies d'échelle, il est loin d'être évident que ce soit le cas, compte tenu des autres facteurs qui ont exercé des pressions à la hausse sur le prix de l'électricité durant cette période, notamment le coût du combustible et les taux d'intérêt.

La situation doit être analysée séparément pour chacune des provinces. Ainsi, dans les réseaux où prédominent les centrales hydroélectriques, les coûts réels sont probablement en hausse car, en dépit des progrès techniques réalisés, les nouveaux projets s'avèrent généralement plus coûteux en termes réels que les sites aménagés dans le passé. Du point de vue technique, il se peut que l'on ait atteint la limite des économies d'échelle dans la production d'électricité à partir de centrales thermiques, mais toutes les centrales thermiques au Canada n'ont pas réalisé leur plein potentiel à cet égard. En outre, il serait possible de réduire les frais de combustible et d'accroître la fiabilité des réseaux par un meilleur système d'échanges entre les diverses compagnies d'électricité qui ont des courbes de demande et d'offre différentes. En fait, on observe depuis quelques années un mouvement vers un raccordement des réseaux au Canada. Des études ont été faites sur le raccordement possible des réseaux des trois provinces des Prairies et, pendant un certain temps, les provinces maritimes ont discuté de la possibilité de coordonner plus étroitement l'exploitation et la planification de leurs réseaux d'électricité. Les échanges d'électricité avec les entreprises de services publics opérant aux États-Unis offrent une autre possibilité de réduire le coût des approvisionnements, notamment parce que les périodes de pointe dans ce pays surviennent généralement durant l'été alors qu'au Canada, l'appel de puissance maximal se produit au cours de l'hiver. Il ne faudrait pas présumer qu'il est impossible de réduire davantage le coût de l'électricité. Toutefois, nous devons reconnaître que les coûts environnementaux de l'expansion de la capacité de production d'électricité, qui ont souvent été sous-estimés dans le passé, prennent une place de plus en plus importante dans les débats sur cette question depuis quelques années.

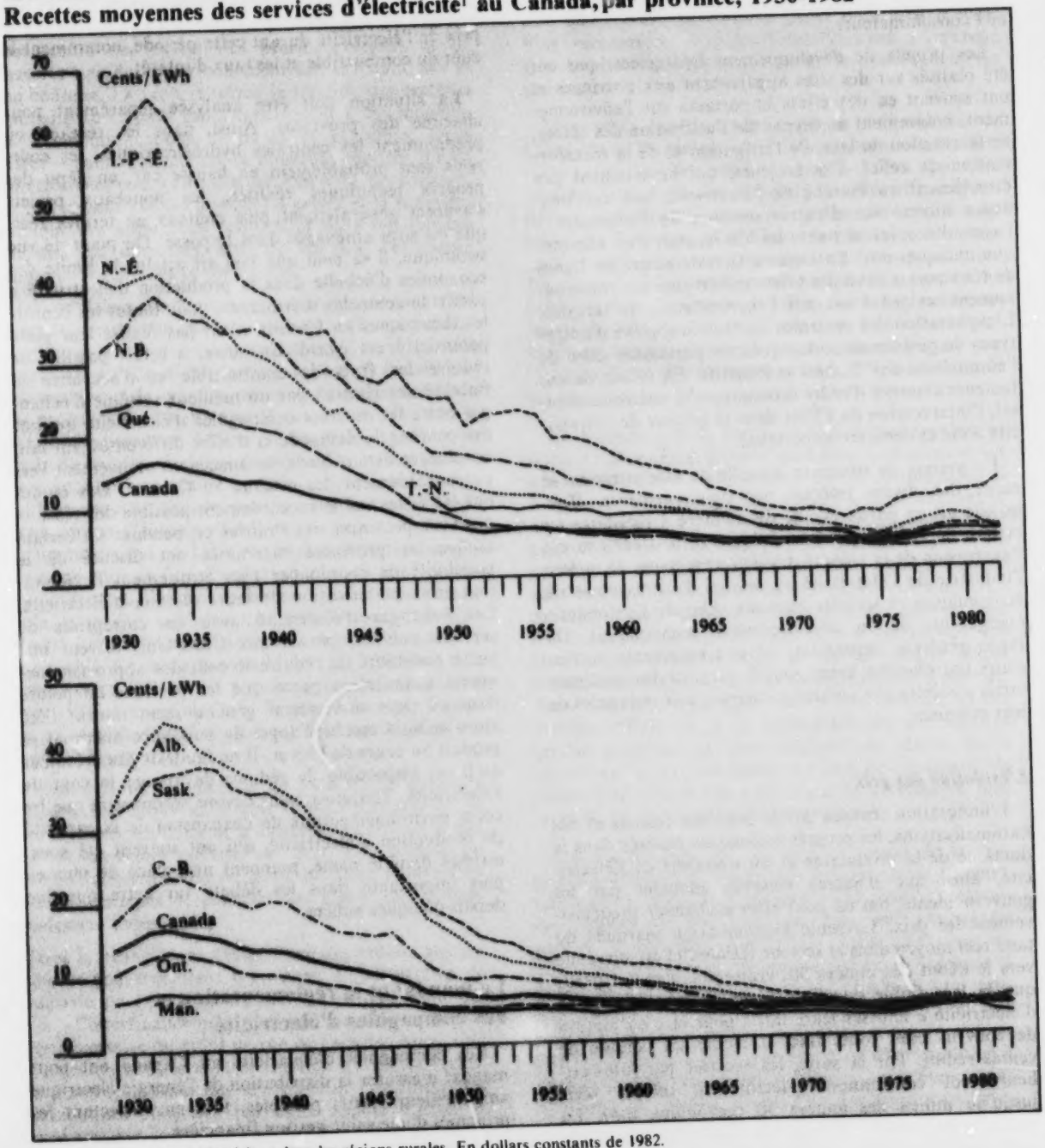
Le mandat et la réglementation des compagnies d'électricité

Les compagnies d'électricité au Canada ont pour mandat d'assurer la distribution de l'énergie électrique aux meilleurs tarifs possibles, tout en respectant les principes d'une saine gestion financière.

À ce mandat s'ajoutent parfois des attributions reliées à d'autres objectifs – par exemple, celui d'inciter les gens à économiser l'énergie. À ce propos, le Québec présente un cas intéressant. La Loi sur

Graphique 6-4

Recettes moyennes des services d'électricité[1] au Canada, par province, 1930-1982



1 Pour les services résidentiels et dans les régions rurales. En dollars constants de 1982.

SOURCE Données de Statistique Canada.

l'Hydro-Québec a été amendée à la fin de 1981 pour modifier le rôle de la société d'État; désormais, celle-ci n'a plus nécessairement pour mandat d'offrir de l'électricité aux meilleurs tarifs possibles, mais elle doit plutôt recourir à la tarification pour contrôler la demande et favoriser les économies d'énergie. Ce changement d'orientation fondamental ne s'est toutefois pas encore complètement traduit dans la pratique, probablement parce que le Québec dispose à l'heure actuelle d'un surplus d'énergie électrique.

Pour veiller à l'exécution des mandats des sociétés d'électricité et pour évaluer les facteurs externes reliés à l'approvisionnement en électricité, la plupart des gouvernements ont créé des organismes de réglementation qui sont chargés de surveiller la gestion et l'exploitation des entreprises d'électricité. Toutefois, le cadre réglementaire n'est pas le même d'une province à l'autre. Les domaines soumis à la surveillance de l'organisme et le degré de contrôle varient, traduisant les différences dans les politiques passées et actuelles des provinces. Au nombre des activités qui font l'objet d'un contrôle, il y a la tarification, la construction de nouvelles installations (notamment en ce qui concerne leurs effets sur l'environnement) et, au palier fédéral, l'exploitation des centrales nucléaires et les exportations d'électricité (figure 6-1).

Les gouvernements provinciaux interviennent généralement d'une façon ou d'une autre dans l'établissement des tarifs. Dans la plupart des cas, l'organisme de réglementation créé par le gouvernement pour surveiller les activités des entreprises d'électricité est investi du pouvoir d'approuver les modifications de tarif. Au Nouveau-Brunswick, au Québec et au Manitoba, c'est toutefois le Cabinet lui-même qui fait l'examen des demandes de modification tarifaire. Il y a une différence importante entre l'un et l'autre mécanisme d'approbation : dans le premier cas, l'organisme de réglementation tient des audiences publiques, alors qu'il n'y en a pas lorsque c'est le Conseil des ministres qui doit prendre la décision. Le processus est différent en Ontario; le Conseil de l'énergie de l'Ontario tient des audiences publiques chaque fois qu'Ontario Hydro soumet une demande en vue de modifier les tarifs s'appliquant aux municipalités, mais c'est aux administrateurs de la société d'État qu'il appartient en dernier ressort de fixer les tarifs. Ontario Hydro détermine également les tarifs que les municipalités appliquent à leurs abonnés.

En matière de tarification, le mandat des organismes de réglementation institués par les gouvernements provinciaux se résume à veiller à ce que les taux pratiqués soient justes et raisonnables. L'organisme doit s'assurer que les tarifs ne favorisent pas un groupe au détriment d'un autre pour le même genre de service, et il lui incombe de déterminer ce qui est juste et raisonnable. Dans le cas des entreprises d'électricité privées, l'organisme de réglementation doit aussi faire en sorte que les exploitants obtiennent un taux de rendement juste et raisonnable sur leurs investissements.

La réglementation du secteur de l'électricité ne se limite pas à la tarification. La construction de nouvelles centrales électriques et de lignes de transport nécessite aussi une autorisation. Un projet de centrale électrique comporte plusieurs étapes, dont la préparation des études et requêtes devant être soumises au gouvernement. Ces documents doivent démontrer la nécessité d'accroître la puissance installée et fournir une estimation des coûts, de même qu'ils doivent faire état des effets prévisibles du projet sur l'environnement. En règle générale, toutefois, les projets de construction ne font pas l'objet d'un examen aussi systématique que les demandes de modification des tarifs d'électricité.

En particulier, les coûts de construction des nouvelles centrales ne font pas l'objet d'un contrôle rigoureux. Seules les commissions chargées de superviser la Nova Scotia Power et la B.C. Hydro semblent avoir une responsabilité à cet égard. En revanche, le financement de ces projets nécessite presque toujours de nouveaux emprunts, que toutes les sociétés d'État doivent faire approuver au préalable par leur gouvernement. Il y a donc une certaine forme de contrôle sur les fonds requis pour la construction de nouvelles installations.

Depuis le milieu des années 70, la plupart des provinces ont adopté des lois en vue d'imposer certaines exigences en regard de l'évaluation des effets sur l'environnement. La réglementation adoptée vise à garantir que les considérations environnementales seront pleinement prises en compte dans le processus de planification qui précède la construction d'une nouvelle centrale électrique ou de nouvelles lignes de transport. D'une manière ou d'une autre, toutes les provinces exigent que soient étudiés les effets des projets envisagés sur l'environnement.

Le gouvernement fédéral a aussi des pouvoirs dans certains domaines. La construction et l'exploitation des centrales nucléaires et des usines d'eau lourde sont régies par le gouvernement fédéral depuis 1946, et les permis appropriés doivent être obtenus auprès de la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

En outre, la réglementation des exportations d'électricité et des lignes de transport internationales tombe sous la responsabilité de l'Office national de l'énergie; à certains égards, la réglementation est sujette à l'approbation du gouverneur en conseil. En vertu d'une modification récente à la Loi sur l'Office national de l'énergie, le gouverneur en conseil peut étendre les pouvoirs de l'Office à certaines nouvelles lignes de

Figure 6-1

Réglementation des principales compagnies d'électricité du Canada

		Construction de nouvelles installations						Tarification	
	Propriété	Détermination des besoins	Coûts	Émission de titres de dette	Impact sur l'environnement	Centrales nucléaires[1]	Exportations d'électricité[2]	Recommandation des tarifs	Approbation des tarifs
Newfoundland and Labrador Hydro Commission	Publique			P	P	F	F	Newfoundland Public Utilities Board	P
Newfoundland Light and Power Company	Privée				P	F	F		Newfoundland Public Utilities Board
Maritime Electric Company	Privée	C				F	F		Prince Edward Island Public Utilities Commission
Nova Scotia Power Corporation	Publique		C	P	P	F	F		Board of Commissioners of Public Utilities of Nova Scotia
Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Publique	P		P	P	F	F P		P
Hydro-Québec	Publique			P	P	F	F P		Commission de l'Assemblée nationale
Ontario Hydro	Publique	P		P	P	F	F P	Ontario Energy Board (audiences publiques)	Conseil d'administration de Ontario Hydro
Manitoba Hydro-Electric Board	Publique			P		F	F C[4]	Manitoba Public Utilities Board	P
Saskatchewan Power Corporation	Publique			P	P	F	F		Saskatchewan Public Utilities Review Commission
Alberta Power Limited	Privée	C[3]			P	F	F		Alberta Public Utilities Board
TransAlta Utilities Corporation	Privée	C[3]			P	F	F		Alberta Public Utilities Board
B.C. Hydro and Power Authority	Publique	C	C	P	P	F	F C		B.C. Utilities Commission

P = gouvernement provincial
C = commission provinciale
F = gouvernement fédéral

1 Sous l'autorité de la Commission de contrôle de l'énergie atomique.
2 Sous l'autorité de l'Office national de l'énergie.
3 Energy Resources Conservation Board (de l'Alberta).
4 Le Manitoba Energy Authority, qui comprend des représentants du gouvernement et des compagnies.

transport intraprovinciales. Jusqu'ici, aucune ligne de transport n'a été désignée à cet effet.

Les exportations d'électricité doivent être approuvées par le Cabinet fédéral, si les quantités à exporter sont supérieures à 50 MW ou à 250 GWh par année. L'approbation se fait sur recommandation de l'ONE, après que celui-ci ait tenu des audiences publiques. L'Office peut donner son autorisation sans tenir de telles audiences ni obtenir l'approbation du gouvernement lorsque la demande d'exportation porte sur des quantités limitées d'électricité ou vise à remédier à une situation d'urgence aux États-Unis. En ce qui concerne les prix des exportations d'électricité, l'ONE a établi certains critères qui s'appliquent lors de l'examen des demandes. Dans certaines provinces, les exportations d'électricité doivent également être approuvées par le gouvernement provincial ou par un de ses organismes.

La construction d'une ligne de transport internationale au Canada nécessite l'obtention d'un certificat, émis par l'Office national de l'énergie avec l'approbation du gouverneur en conseil. Des audiences publiques doivent être tenues si la capacité de la ligne dépasse 5 MW. L'approbation conjointe des membres de la Commission de la frontière internationale doit également être obtenue avant de procéder à l'installation d'une ligne de transport internationale.

Ni le Canada, ni les États-Unis n'exercent un contrôle systématique sur les importations d'électricité, bien qu'au Canada, l'ONE puisse réglementer jusqu'à un certain point les importations, si elles font partie d'une entente qui porte aussi sur des exportations. Aux États-Unis, les lignes de transport relèvent de la compétence de plusieurs organismes, tant au niveau fédéral qu'à celui des États. Dans certaines circonstances, ces multiples paliers de réglementation peuvent compromettre les possibilités d'exportation d'électricité canadienne vers des marchés situés au sud de la frontière.

La tarification de l'électricité et les besoins de recettes

Bien que la politique de tarification de l'électricité soit établie en fonction de certains objectifs gouvernementaux, la question fondamentale du point de vue de l'efficience économique est celle de la réglementation des prix dans le cas d'un monopole naturel. Le but que l'on cherche à atteindre est de prévenir les situations de bénéfices excessifs, tout en créant des conditions de marché qui maximiseront les avantages globaux pour l'économie du point de vue des investissements, de la production et de la consommation.

Une réglementation adéquate des prix pratiqués par un monopole passe en général par deux étapes. Premièrement, l'organisme régulateur estime les « besoins de recettes », c'est-à-dire le montant de recettes qui sera suffisant pour couvrir les coûts raisonnables de production et permettre un rendement « adéquat » sur l'actif. En théorie, le critère d'efficience économique n'exige pas que les prix soient fixés de manière à couvrir les coûts – des subventions peuvent être envisagées, dans certains cas – mais le concept des besoins de recettes est universellement reconnu comme le point de départ le plus pratique pour réglementer les prix[1]. Deuxièmement, les coûts sont répartis sur l'ensemble des ventes et une structure de tarifs est mise au point de façon à satisfaire les besoins de recettes.

L'évaluation des besoins de recettes

Les organismes de réglementation attachent une attention particulière aux besoins de recettes car ils déterminent le prix moyen à la consommation et les bénéfices que réaliseront les producteurs. Bien que le calcul des besoins de recettes varie d'une situation à l'autre, quelques principes généraux peuvent néanmoins être formulés.

Les besoins de recettes comprennent, comme premier élément, les coûts de production légitimement assumés par le producteur pour faire fonctionner son entreprise. Ceux-ci incluent les frais d'exploitation, d'entretien et de gestion, le coût du combustible consommé, les achats d'électricité, l'amortissement et un certain nombre d'autres coûts compatibles avec les principes d'une gestion efficiente.

Le deuxième élément, un taux de rendement adéquat sur l'actif, est souvent plus controversé. En général, les organismes de réglementation procèdent en estimant une « assiette de rendement » qui donne une approximation de la valeur, après amortissement, de tous les éléments d'actif prudemment investis qui sont utilisés et utiles. La valeur des éléments d'actif peut être calculée en fonction des coûts d'acquisition ou des coûts de remplacement, ou encore par d'autres méthodes. La méthode des coûts d'acquisition est celle qui est employée le plus souvent à l'heure actuelle.

Le taux de rendement « adéquat » sur cette assiette est une autre question qui fait appel au jugement. En général, il est établi de façon à correspondre approximativement au coût moyen des capitaux sur le marché, en attribuant des coefficients de pondération raisonnables à la dette et à l'avoir propre. Par exemple, si l'on considère que, pour répondre au critère d'efficience, la structure de financement de l'entreprise réglementée doit être constituée à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés, et si le coût moyen des emprunts et des capitaux propres sur le marché est de 10 et 15 %, respectivement, alors le taux de rendement « adéquat » sera de 12 %.

Bien entendu, il n'est jamais facile de déterminer ce qui constitue des besoins raisonnables de recettes;

chaque cas présente des difficultés et les règles à suivre sont complexes. Ainsi, quels sont les éléments qui devraient entrer dans l'assiette de rendement, ou en quoi consiste une structure d'endettement convenable ? Le cas des compagnies d'électricité canadiennes ne fait pas exception. Pour les producteurs privés qui opèrent en Alberta et à l'Île-du-Prince-Édouard, la procédure suivie pour établir les besoins de recettes est à peu près la même que celle décrite plus haut et semble donner des résultats assez satisfaisants, bien que certaines questions ne soient pas réglées – notamment, en rapport avec la répartition du coût des éléments d'actif dans le temps. Cependant, la façon de traiter les frais d'intérêt sur la dette consolidée pose des problèmes délicats aux organismes de réglementation. En période d'inflation, par exemple, les avantages découlant d'un emprunt contracté à une époque où les taux d'intérêt étaient moins élevés peuvent être transmis aux consommateurs sous la forme d'une baisse de tarif ou, au contraire, être laissés aux actionnaires. À l'heure actuelle, les organismes de réglementation tendent à favoriser les consommateurs.

L'évaluation des besoins de recettes des entreprises publiques d'électricité soulève un certain nombre de questions fondamentales. Les sujets de controverse touchent tous les aspects du calcul des besoins de recettes. Les économistes sont à peu près tous d'avis que les besoins de recettes calculés pour les sociétés publiques d'électricité sous-évaluent le coût réel de l'électricité. Cela vient en partie du fait que ni les organismes de réglementation ni les producteurs n'ont cherché à obtenir des taux de rendement concurrentiels sur leur actif. Plutôt, ils se donnent certains objectifs quant au taux de couverture des intérêts ou au ratio d'endettement, de façon à préserver ou à améliorer leur cote de crédit tout en maintenant les tarifs d'électricité au plus bas niveau possible[4]. Le taux de rendement des entreprises publiques d'électricité est habituellement inférieur à celui des compagnies d'électricité privées parce que les coûts d'emprunt des entreprises d'électricité appartenant aux provinces sont réduits grâce aux garanties offertes par l'État – ce qui favorise également des ratios d'endettement plus élevés – et parce que le taux de rendement sur l'avoir propre est faible en raison de la volonté des gouvernements de maintenir les tarifs d'électricité au plus bas niveau possible. Également, les méthodes comptables employées par les compagnies d'électricité peuvent sous-évaluer les éléments d'actif, ce qui pose avec encore plus d'acuité la question de l'estimation du coût de ces éléments d'actif (l'amortissement plus le rendement). De plus, on ne tient pas compte de l'impôt sur les bénéfices dans l'évaluation du taux de rendement parce que les entreprises publiques d'électricité et, dans une large mesure, les fournisseurs privés ne paient pas d'impôt fédéral ou provincial sur leurs bénéfices. Il se pose donc un problème de distorsion si l'on considère la situation de ces sociétés par rapport à celle de beaucoup d'entreprises dans d'autres secteurs de l'économie.

Il se peut également que les coûts d'exploitation soient sous-évalués dans l'estimation des besoins de recettes. Non seulement la question du calcul du coût des éléments d'actif se pose-t-elle, mais les sociétés publiques d'électricité – comme d'ailleurs les compagnies d'électricité privées – ne paient que peu de redevances sur les ressources naturelles qu'elles utilisent, en particulier l'eau qui sert à produire l'électricité. En outre, les bénéfices provenant des ventes d'électricité faites à l'extérieur de la province – et dans certains cas, les subventions gouvernementales – sont déduits du coût de l'énergie livrée sur le marché intérieur.

En somme, la divergence sur le plan conceptuel entre la méthode présentement employée dans l'industrie pour estimer les besoins de recettes et le modèle qui devrait guider une réglementation compatible avec le critère d'efficience économique porte essentiellement sur la distinction entre le *coût comptable* – tel que le perçoivent les entreprises d'électricité – et ce qu'on appelle le *coût d'opportunité social* des ressources utilisées. Dans nombre de cas, ce dernier peut être sensiblement plus élevé. Ainsi, le coût servant à établir les besoins de recettes peut être inférieur au coût d'opportunité si le gouvernement ne prélève pas de redevances sur les ressources naturelles comme le gaz, le charbon et l'eau qui sont employées dans la production d'énergie. Plus important encore, le coût comptable consolidé du capital financier peut être inférieur à son coût d'opportunité si le passif de l'entreprise est constitué en grande partie d'emprunts à faible taux d'intérêt.

La pratique actuelle, fondée sur les coûts comptables, donne lieu à une estimation peu élevée des besoins de recettes, de sorte que les tarifs d'électricité sont peu élevés – l'objectif que visent en fait les gouvernements provinciaux. Toutefois, les principes à la base d'une réglementation efficiente sur le plan économique, tels qu'appliqués habituellement dans les autres secteurs de l'économie, nous suggèrent que tous les coûts légitimes devraient être pris en compte et qu'un rendement adéquat devrait pouvoir être réalisé sur l'ensemble des éléments d'actif, correctement évalués.

En résumé, l'efficience économique n'est pas le seul objectif dont il faille tenir compte dans la pratique, car elle ignore d'autres préoccupations que peuvent avoir les gouvernements, notamment en regard du développement régional ou de la politique sociale. Cependant, une analyse inspirée par ce principe s'impose comme moyen d'évaluer les politiques actuelles en matière de tarification et d'approvisionnement, dans la mesure où

elle permet de faire ressortir les arbitrages inhérents à toutes ces considérations.

Le coût du capital

Le coût des éléments d'actif que possède une compagnie d'électricité comporte deux composantes principales (figure 6-2). Il y a d'abord le rendement sur l'actif, qui peut être calculé à partir du coût des emprunts et du coût de l'avoir propre, en tenant compte de la part relative des créances et des capitaux propres dans la structure financière de l'entreprise. Il y a également l'amortissement, soit le montant annuel correspondant à la perte de valeur subie par les éléments d'actif; ce montant variera selon la méthode comptable employée par l'entreprise pour évaluer ses actifs dans le temps.

Un examen des nombreux aspects du calcul du coût des actifs des sociétés publiques d'électricité au Canada permet de penser que les coûts réels sont sous-estimés. Le taux de rendement sur l'actif est en général plus bas dans ces entreprises que dans les compagnies d'électricité privées ou les sociétés privées évoluant dans d'autres secteurs de l'économie. L'évaluation des éléments d'actif et le calcul des charges annuelles au titre de l'amortissement posent également certains problèmes. Cette situation est attribuable en grande partie aux privilèges consentis à ces entreprises de services publics par les gouvernements qui en sont les propriétaires.

Le coût des emprunts

Un premier facteur est la caution accordée par les gouvernements en regard des emprunts contractés par les entreprises publiques d'électricité, laquelle contribue à réduire le degré de risque associé aux titres de ces sociétés et leur permet d'obtenir plus facilement des conditions de financement avantageuses. En 1982, 88 % de la dette des compagnies d'électricité appartenant aux provinces était garantie par l'État. Ces cautions ont pour effet d'améliorer la cote de crédit des entreprises publiques d'électricité et leur permettent de maintenir un rapport d'endettement plus élevé dans leur structure de capital. De fait, les statistiques révèlent que les compagnies publiques d'électricité ont un ratio global d'endettement plus élevé que les entreprises privées réglementées dans l'industrie de l'électricité ou dans d'autres secteurs de l'économie (tableau 6-4).

Figure 6-2

Liens entre les facteurs de la détermination des coûts de l'actif des entreprises publiques d'électricité au Canada

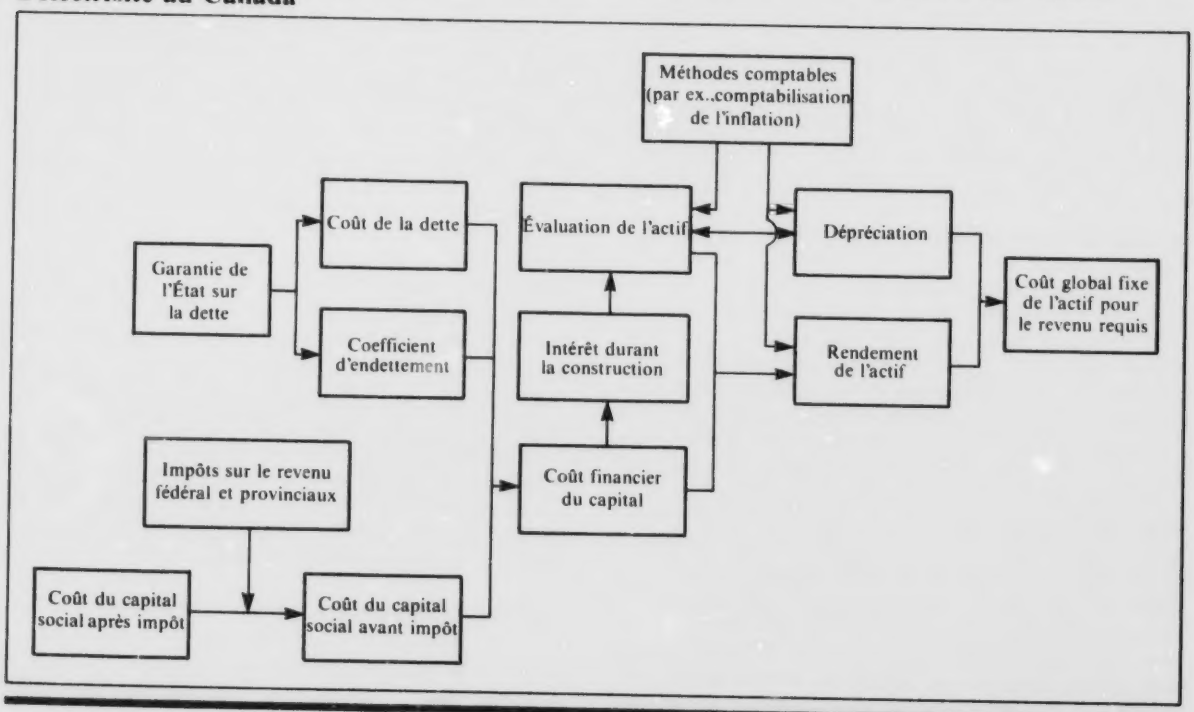


Tableau 6-4

Dette à long terme en proportion de la capitalisation totale[1] dans les principaux services publics et privés d'électricité et dans certains autres secteurs, Canada, 1982

En pourcentage

Services publics d'électricité	
Newfoundland and Labrador Hydro	0.80
Nova Scotia Power Corporation (31 mars 1983)	0.97
New Brunswick Electric Power Commission (31 mars 1983)	0.87
Hydro-Québec	0.74
Ontario Hydro	0.84
Manitoba Hydro (31 mars 1983)	0.97
Saskatchewan Power Corporation[2]	0.86
B.C. Hydro and Power Authority (31 mars 1983)[3]	0.88
Sociétés privées d'électricité	
Newfoundland Light and Power Company	0.47
Alberta Power Limited[4]	0.31
TransAlta Utilities Corporation	0.39
Autres secteurs (1981)	
Pipelines	0.52
Communications	0.48
Distribution du gaz naturel	0.44
Transports	0.40
Ensemble des industries non financières (à l'exclusion de l'électricité)	0.28
Ensemble des industries	0.41

1 Rapport entre la dette à long terme et la dette à long terme + avoir net global.
2 Y compris les activités reliées à la distribution du gaz naturel.
3 Y compris, entre autres activités, la distribution du gaz naturel et le transport ferroviaire des marchandises.
4 Les données portent sur les activités de la société Canadian Utilities Limited, dont l'Alberta Power intervient pour 44.6 % de l'actif total.

SOURCE Rapports annuels des services d'électricité et données de Statistique Canada.

Voici un commentaire à propos des entreprises d'électricité canadiennes que faisait récemment une firme spécialisée dans l'établissement des cotes de crédit, la Standard & Poor's International : « Si un gouvernement possède une entreprise et en garantit les emprunts [...] il peut réglementer ce service public en fonction des objectifs de sa politique économique en attachant une importance beaucoup moins grande aux contraintes financières extérieures »[5]. La firme ajoute que « la possibilité de se procurer de l'électricité à des tarifs qui ne représentent qu'une fraction de ceux qui prévalent aux États-Unis favorise le développement économique » mais « cet avantage doit être considéré à la lumière des obligations qui pourront éventuellement devoir être assumées en regard du service public en question [...] dans l'évaluation de l'incidence globale de ce dernier sur la cote de crédit de la province. » Elle conclut en disant que « dans tous les cas, la cote de crédit de l'entreprise publique est plus élevée qu'elle ne le serait sans la garantie offerte par la province. »

La dette garantie des entreprises d'électricité des provinces représentait 36 % de l'encours de la dette à long terme directe et garantie des gouvernements provinciaux en 1982. Les avantages qui découlent d'un accès préférentiel au marché des capitaux, sous la forme de tarifs d'électricité moins élevés, sont assez manifestes. Ce privilège peut inciter les sociétés publiques d'électricité à emprunter plus qu'elles ne le feraient autrement, ajoutant au fardeau de la dette totale des gouvernements provinciaux et, sans doute, influant sur le taux d'intérêt que ceux-ci doivent payer sur leur dette directe. En 1980, les sociétés d'électricité appartenant aux provinces intervenaient également pour environ 26 % de toutes les obligations en devises étrangères en circulation. Il pourrait en résulter indirectement des effets négatifs sur les exportations et l'investissement et, partant, sur la production de biens et services dans d'autres secteurs de l'économie, même si ces effets ne sont pas faciles à retracer. Cependant, les gouvernements provinciaux et les entreprises publiques ont généralement soutenu le contraire.

Le coût des fonds propres

Un deuxième aspect lié à la question du rendement de l'actif concerne le taux de rendement sur les fonds propres. Si les autorités accordent généralement aux compagnies d'électricité privées un taux de rendement qui se compare favorablement à la norme du marché, cela n'est pas le cas pour la plupart des entreprises publiques d'électricité. Comme les sociétés publiques n'émettent pas d'actions ordinaires, il est impossible de faire des comparaisons sur la base du rapport cours/bénéfice. Cependant, si l'on prend comme indicateur du taux de rendement des fonds propres le ratio des bénéfices à la valeur comptable de l'avoir propre, on observe que le rendement avant et après impôts a presque toujours été plus faible dans le secteur de l'énergie électrique que dans d'autres secteurs non financiers au Canada au cours des dernières années (tableau 6-5).

Comme les fonds empruntés et les capitaux propres ont un rendement plus faible dans le secteur des entreprises publiques que dans les autres secteurs de l'économie et que la part de l'ensemble des investissements financée par voie d'emprunt y est également plus élevée, il s'ensuit que le taux de rendement global sur l'actif est moins élevé dans ce secteur.

L'évaluation des nouveaux éléments d'actif

Un facteur qui est lié à la fois au rendement de l'actif et au calcul de l'amortissement dans le secteur de l'électricité est l'évaluation des nouvelles immobili-

Tableau 6-5

Bénéfices avant et après impôts en proportion de la valeur comptable de l'avoir propre[1] dans le secteur de l'électricité et dans les autres secteurs non financiers, Canada, 1972-1981

En pourcentage

	Bénéfices avant impôts		Bénéfices après impôts	
	Électricité[2]	Autres industries financières	Électricité[2]	Autres industries non financières
1972	6,9	13,0	6,6	8,4
1973	6,9	17,8	6,5	11,7
1974	6,7	20,5	6,7	12,9
1975	3,5	17,4	3,0	11,3
1976	5,6	16,2	5,1	10,8
1977	7,5	15,3	7,0	10,1
1978	8,2	17,7	7,1	12,3
1979	11,2	21,7	9,6	15,0
1980	8,7	20,9	7,5	14,4
1981	9,8	16,9	9,4	11,5

1 L'avoir propre comprend les sommes dues aux actionnaires et aux sociétés affiliées.
2 À l'exclusion des services municipaux d'électricité.
SOURCE Données de Statistique Canada.

sations. La question qui se pose ici est de savoir si le coût des capitaux investis dans les éléments d'actif qui ne sont pas encore en service est sous-évalué.

La construction d'une grande centrale nucléaire ou hydroélectrique peut s'étendre sur plus de 10 ans. Pendant ce temps, une grande partie du capital investi demeure improductive, alors qu'on doit en assumer le coût, peu importe qu'il s'agisse d'emprunts ou de fonds propres. Le coût de ces capitaux pour la compagnie d'électricité est appelé « intérêt imputé au titre des immobilisations en cours » ou tout simplement « intérêt sur les immobilisations en cours » (IIC)[6].

Comme les immobilisations en cours ne contribuent pas à offrir un service aux abonnés, on ne tient habituellement pas compte du coût du financement intérimaire ni des autres dépenses de construction dans le calcul des besoins de recettes, jusqu'au moment où l'élément d'actif est mis en service[7]. L'IIC est plutôt capitalisé chaque année, de la même manière que les dépenses de construction. La valeur de l'élément d'actif éventuellement mis en service correspond à la somme de l'IIC cumulé et des dépenses encourues au chapitre de la main-d'œuvre et des matériaux.

Dans le cas d'un projet dont la construction s'étend sur plusieurs années, le taux d'intérêt réel qui est employé pour calculer l'intérêt pendant la période de construction a évidemment une très grande importance en regard de la valeur cumulative de l'IIC et, par voie de conséquence, de la valeur finale de l'élément d'actif[8]. Prenons par exemple un projet dont les travaux doivent s'étendre sur une période de 11 ans et dont le calendrier des dépenses est représentatif pour ce genre de projets; à un taux d'intérêt réel de 10 %, la valeur finale de l'actif est de 63 % supérieure aux déboursés effectués pour la main-d'œuvre et les matériaux. À un taux d'intérêt réel de 3 %, la valeur finale du projet n'est que de 16 % plus élevée que les dépenses encourues (tableau 6-6).

Au Canada, les entreprises d'électricité des provinces calculent habituellement l'IIC en fonction du taux d'intérêt qu'elles doivent consentir sur leurs obligations, ce qui est suffisant si le coût éventuellement recouvré par le biais des besoins de recettes correspond au coût comptable de la dette. Toutefois, le taux obligataire peut être considéré comme une mesure inadéquate du coût d'opportunité du capital investi parce qu'il s'agit d'un taux d'emprunt préférentiel accordé aux entreprises publiques, qui s'avère inférieur au taux de rendement moyen de l'actif dans l'ensemble de l'économie canadienne. Par conséquent, le coût économique véritable de l'élément d'actif mis en service est sous-évalué dans la méthode comptable employée par les compagnies publiques. Le taux de rendement réel de l'actif dans le secteur de l'électricité pourrait donc être encore moins élevé que ne le laissent voir les indicateurs fondés sur la valeur comptable de l'actif.

Tableau 6-6

Valeur estimée d'un nouvel élément d'actif dans l'industrie de l'électricité pour divers calendriers de construction et divers niveaux des taux d'intérêt durant la construction

En dollars constants

	Coût final du capital par dollar de dépenses de construction pour un taux d'intérêt réel de :			Frais d'intérêt durant la construction en % du coût final du capital à un taux d'intérêt réel de :		
	3 %	7 %	10 %	3 %	7 %	10 %
Période de construction (en années)						
5	1,07	1,16	1,23	6,2	13,8	19,0
7	1,09	1,23	1,35	8,6	18,9	25,8
9	1,13	1,32	1,48	11,2	24,2	32,7
11	1,16	1,41	1,63	13,6	28,9	38,6

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données tirées de F. Rahnama, *Coal and Nuclear Electricity Fuels: A Regional Analysis*, étude n° 15, Canadian Energy Research Institute, Calgary, CERI, 1982.

La répartition du coût en capital dans le temps

Une dernière question qui est souvent soulevée en rapport avec l'évaluation du coût des éléments d'actif dans le secteur de l'électricité concerne la répartition du coût en capital dans le temps. La détermination des charges annuelles au titre de l'amortissement des éléments d'actif en service et l'évaluation subséquente de l'assiette et du taux de rendement font intervenir des considérations d'équité et d'efficience. Des considérations d'équité, parce que les coûts sont supportés par différents abonnés pendant la durée utile de l'élément d'actif; et d'efficience, parce que la répartition des coûts dans le temps influe sur les prix et les investissements.

Au Canada, les entreprises d'électricité utilisent souvent la méthode de l'amortissement linéaire en prenant comme base de référence le coût de l'élément d'actif au moment de sa mise en service. Par exemple, si l'on considère que la durée utile d'une installation est de 25 ans, l'amortissement annuel correspondra à 4 % du coût d'acquisition initial.

L'utilisation du coût d'acquisition dans le calcul des besoins de recettes convient d'autant moins que le taux d'inflation est élevé, particulièrement dans le cas des éléments d'actif qui ont une longue durée, parce qu'il peut alors en résulter des distorsions importantes dans la répartition des coûts dans le temps entre les abonnés, les premiers usagers étant défavorisés par rapport aux derniers – qui paient moins cher en termes réels pour les services provenant des mêmes installations. À n'importe quel moment, il peut donc y avoir surestimation ou sous-estimation des coûts de l'actif.

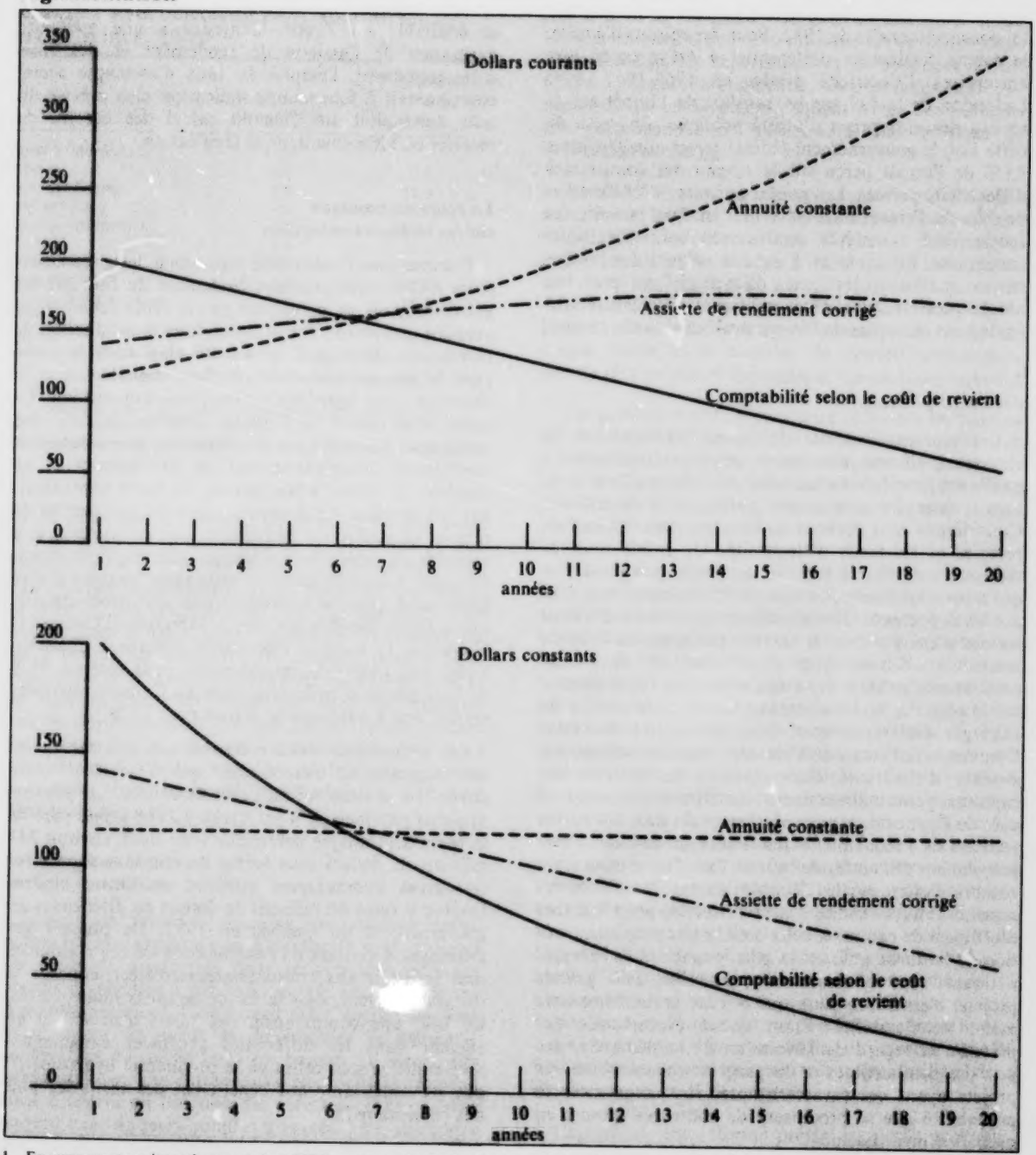
Diverses méthodes ont été proposées pour réduire cette distorsion, à partir de différents modèles de recouvrement des coûts de l'actif dans le temps. Une de ces méthodes consiste à rajuster à la hausse chaque année l'amortissement et la valeur de l'actif en fonction d'un indice du coût de remplacement[9]. Les dispositions réglementaires prévoient alors un taux de rendement fondé sur la valeur « rajustée » de l'actif net immobilisé, laquelle est déterminée en fonction de cet indice de coût. Dans ce modèle, le rendement de l'investissement serait donc en partie réalisé sous la forme d'une variation dans la valeur de l'actif, atténuant ainsi l'effet des fluctuations rapides du taux d'inflation sur les tarifs. Il en résulterait également une diminution progressive du coût réel en capital, mais moins rapide que dans le cas de la méthode du coût d'acquisition, ce qui fait que les besoins de recettes liés à un élément d'actif seraient répartis de manière plus équilibrée dans le temps. Une autre méthode consisterait à imputer une charge fixe en dollars constants – une sorte d'annuité – en vue de recouvrer la valeur de l'actif[10]. Avec cette méthode, les tarifs seraient plus faibles pendant les premières années mais plus élevés par la suite, comparativement à la méthode précédente (graphique 6-5). Comme ces techniques d'indexation ont pour effet de réduire les revenus au cours des premières années, certains estiment que leur adoption pourrait nécessiter la création d'un nouveau type d'instruments financiers, par exemple des obligations indexées[11].

L'impôt sur le revenu

Un autre facteur important qui contribue à abaisser les besoins de recettes par rapport à l'actif total dans le secteur de l'énergie électrique au Canada est que les

Graphique 6-5

Recettes requises pour couvrir le coût des immobilisations selon divers régimes de réglementation[1]



1 En supposant un investissement de 1 000 $, un taux d'inflation de 6 %, un taux de rendement réel de 9 % et une durée utile de 20 ans.

entreprises de ce secteur n'ont pratiquement pas à tenir compte de l'impôt sur le revenu. En vertu de l'Acte de l'Amérique du Nord britannique, les sociétés d'État provinciales ne sont pas assujetties à l'impôt fédéral sur le revenu, et cette exemption a été maintenue dans la loi constitutionnelle de 1982. Pour des raisons d'équité, le même traitement préférentiel a été accordé aux entreprises d'électricité privées en 1966-1967, avec l'adoption de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises d'utilité publique. En vertu de cette Loi, le gouvernement fédéral remet aux provinces 95 % de l'impôt perçu sur le revenu des compagnies d'électricité privées. Les gouvernements de l'Alberta et de l'Île-du-Prince-Édouard remettent par la suite les fonds ainsi transférés aux entreprises d'électricité concernées. En conformité avec la volonté des provinces de maintenir les tarifs d'électricité au plus bas niveau possible, les sociétés publiques d'électricité sont également exemptes de l'impôt provincial sur le revenu.

Les répercussions sur le plan des investissements

Les répercussions des politiques présentement en vigueur soulèvent une autre question importante : quelle est l'incidence d'un faible taux de rendement de l'actif dans les entreprises publiques d'électricité ? Considérons tout d'abord le lien entre les besoins de recettes et les tarifs d'électricité. Un faible taux de rendement de l'actif favorise des tarifs peu élevés, ce qui a pour effet de nuire aux efforts de conservation et au développement des techniques associées à d'autres formes d'énergie dans le secteur privé, où les taux de rendement doivent être plus élevés et davantage concurrentiels. Mais il y a également des répercussions sur le plan des investissements, tant dans le secteur de l'énergie électrique que dans les autres secteurs. Comme nous l'avons déjà signalé, l'accès privilégié des sociétés d'électricité des provinces au marché des capitaux peut indirectement contribuer à hausser le coût du financement par voie d'emprunt dans les autres secteurs de l'économie. Dans le secteur de l'électricité proprement dit, un faible coût de l'actif aura un certain nombre d'effets sur les décisions en matière d'investissement. Il aura tendance à favoriser les projets à fort coefficient de capital et ceux dont la phase de construction ou la durée utile est la plus longue[12]. Ces caractéristiques sont généralement associées aux grands projets, c'est-à-dire ceux qui offrent probablement le moins de flexibilité. Étant donné l'incertitude qui prévaut en regard de l'évolution de la demande, des prix des combustibles et du progrès technologique, les projets ayant ces caractéristiques font augmenter la probabilité que se produisent de coûteuses erreurs en matière d'investissement.

Afin de pouvoir déterminer si les avantages découlant des investissements dans les sociétés publiques d'électricité dépassent les coûts qu'ils imposent à la société, il a été proposé que ces investissements soient évalués en fonction du coût d'opportunité social (ou taux d'escompte social) du capital, ce qui permettrait de tenir compte d'un taux de rendement concurrentiel et équitable sur l'actif. Conjugué à une meilleure évaluation de l'assiette de rendement et des frais d'amortissement, l'emploi du taux d'escompte social contribuerait à fournir une indication plus précise du coût du capital aux fins du calcul des besoins de recettes et, ultimement, de la tarification.

La rente économique sur les richesses naturelles

Comme nous l'avons déjà mentionné, les consommateurs d'électricité profitent également du fait que les gouvernements ne perçoivent pas la rente économique associée aux ressources utilisées dans la production de l'électricité. Bien qu'il en ait été ainsi dans le passé pour le gaz naturel et le charbon, signalons que la situation à cet égard est moins claire aujourd'hui. La rente économique qu'il serait possible de tirer des ressources hydrauliques est toutefois beaucoup plus importante, comparativement au gaz naturel et au charbon. Sa valeur a été estimée, de façon approximative, en fonction des économies de coût que permet de réaliser la production hydroélectrique par rapport à la méthode de production d'énergie thermique la moins coûteuse. Les estimations de cette rente pour les quatre principales provinces productrices d'hydroélectricité, soit la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et le Québec (y compris l'électricité achetée à Churchill Falls) qui, ensemble, interviennent pour environ 93 % de la production hydroélectrique au Canada, variaient entre 2,6 et 4 milliards de dollars pour 1979[13].

Ces estimations sont à comparer aux recettes totales des compagnies d'électricité, qui s'élevaient cette année-là à environ 7,4 milliards de dollars. Les gouvernements provinciaux n'ont perçu qu'une faible part de la rente économique potentielle – au total, environ 241 millions de dollars sous forme de redevances pour les ressources hydrauliques utilisées; en outre, Hydro-Québec a versé 60 millions de dollars en dividendes au gouvernement du Québec en 1983. La plupart des avantages découlant de l'exploitation de ces ressources sont transmis aux consommateurs d'électricité sur le marché intérieur, sous la forme de tarifs moins élevés. De fait, une comparaison des tarifs d'électricité en vigueur dans les différentes provinces canadiennes révèle que ce sont celles où la production hydroélectrique est importante qui bénéficient des tarifs les plus bas (tableau 6-7).

On peut se demander si la politique actuelle devrait être maintenue ou si les gouvernements provinciaux devraient récupérer la rente sur les ressources hydrau-

Tableau 6-7

Tarifs moyens de l'électricité et part de l'énergie produite par les centrales hydroélectriques, Canada, par province, 1982

	Tarif moyen (cents/kWh)	Production hydroélectrique (%)
Île-du-Prince-Édouard	12,2	–
Alberta	4,9	5,9
Nouvelle-Écosse	5,9	15,6
Saskatchewan	4,0	24,0
Nouveau-Brunswick	5,1	31,4
Ontario	3,6	34,1
Territoires	11,8	65,0
Terre-Neuve[1]	3,6	85,5
Colombie-Britannique	3,8	95,4
Manitoba	2,9	98,6
Québec[2]	3,1	99,8

1 À l'exclusion des ventes d'électricité au Québec en provenance de Churchill Falls.
2 Y compris les achats d'électricité en provenance de Churchill Falls.
SOURCE Données de Statistique Canada.

liques en imposant un droit de location ou une autre taxe de ce genre. Si une partie ou la totalité du revenu potentiel était perçue, les tarifs d'électricité devraient être relevés sensiblement dans certaines provinces, entraînant un fléchissement de la demande. Les gouvernements pourraient cependant ré-injecter la rente perçue en abaissant les impôts, faisant ainsi augmenter la demande globale pour les autres biens et services, ou encore en investissant dans des programmes de développement économique et régional. Selon l'évolution de la capacité excédentaire que nous connaissons à l'heure actuelle, de tels changements pourraient être introduits graduellement sur une période de plusieurs années.

Les bénéfices réalisés sur les exportations

Suivant la pratique courante, les recettes nettes provenant des exportations d'électricité sont déduites des coûts de production pour réduire le niveau des besoins de recettes à percevoir auprès des abonnés sur le marché intérieur. Cela a pour effet, encore une fois, de diminuer les tarifs et de stimuler la demande, augmentant du même coup les besoins au niveau des infrastructures. Les entreprises d'électricité se trouvent ainsi à opérer en fonction des recettes nettes qu'elles doivent tirer de leurs propres abonnés. Une entreprise qui ne serait pas assujettie à une telle contrainte n'emploierait pas nécessairement les bénéfices tirés d'une catégorie d'abonnés pour réduire le coût du service fourni à d'autres abonnés. La réduction des tarifs d'électricité sur le marché intérieur, rendue possible grâce aux bénéfices réalisés sur les ventes à l'exportation, constitue en réalité une forme de subvention à la clientèle locale. On peut se demander si, en tout ou en partie, une telle pratique est justifiée. Dans l'hypothèse où les exportations et les échanges d'électricité continuent d'augmenter, les avantages économiques nets qui en découlent risquent d'être dissipés dans une surconsommation d'électricité, que ce mode de subvention encourage.

Au lieu d'être acheminés vers cette forme d'interfinancement, les bénéfices tirés des exportations d'électricité pourraient être utilisés à d'autres fins par les gouvernements provinciaux. Avec le temps, les contrats de vente interruptibles portant sur des quantités relativement peu importantes d'électricité ont cédé la place à des accords d'approvisionnement ferme de longue durée, et la question de l'interfinancement a pris de plus en plus d'importance.

Les gouvernements provinciaux réduisent les besoins de recettes – et, partant, les tarifs – des entreprises d'électricité de plusieurs autres façons. Ils accordent ainsi, à l'occasion, des subventions d'exploitation aux producteurs d'électricité. Ces subventions ont atteint environ 47 millions de dollars en 1981.

Dans une perspective d'efficience économique (en faisant abstraction des coûts et avantages externes associés à la production d'électricité), nous en venons à la conclusion que les principes qui guident le calcul des besoins de recettes des compagnies d'électricité au Canada pourraient, sous plusieurs aspects, être révisés. Le coût global des éléments d'actif et sa répartition dans le temps pourraient être mieux évalués; la rente économique associée aux richesses naturelles pourrait être perçue en totalité; les bénéfices tirés des ventes à l'exportation pourraient être récupérés par les provinces plutôt que de servir à réduire les tarifs sur le marché intérieur; et, enfin, d'autres formes de subventions pourraient être accordées seulement dans des circonstances exceptionnelles. Ces changements auraient pour effet de ramener les tarifs à des niveaux plus conformes au coût économique véritable de l'approvisionnement en électricité. Ils contribueraient à assurer un meilleur équilibre sur le marché de la consommation d'énergie et encourageraient la conservation, tout en élargissant les possibilités commerciales des autres formes d'énergie. Enfin, ils permettraient de libérer des capitaux qui pourraient être utilisés dans d'autres secteurs de l'économie.

Cependant, une réforme précipitée aurait probablement certaines répercussions négatives pour les ménages et les abonnés des secteurs commercial et industriel qui en sont venus à dépendre d'une source fiable

d'énergie à bon marché. Les stratégies de développement économique des gouvernements provinciaux pourraient en souffrir, dans la mesure où les tarifs d'électricité ne seraient plus un atout aussi déterminant pour attirer les investissements dans certains secteurs industriels. Il faudrait également tenir compte de diverses autres contraintes à court terme. Les conditions actuelles du marché ne se prêtent pas à une hausse immédiate des tarifs; il faudrait donc faire preuve de prudence. Les tarifs d'électricité devront être relevés sur une période assez longue, et les réformes devront être graduelles afin que les abonnés puissent s'y adapter et que les gouvernements aient la possibilité de réorienter leurs stratégies de développement économique. À cet égard, une refonte de la structure de tarification peut s'avérer un outil précieux pour faciliter le processus d'ajustement.

Le prix de l'électricité et la structure des tarifs

Outre le niveau des tarifs, qui dépend des besoins de recettes, d'autres questions importantes se posent relativement à la structure des tarifs qui doit s'appliquer en regard des différents marchés et catégories d'abonnés. L'établissement des tarifs met en présence des intérêts divergents : les entreprises d'électricité veulent améliorer leur situation financière et accroître leur part de certains marchés; les consommateurs veulent que les tarifs soient maintenus à des niveaux peu élevés et que leur part des besoins de recettes soit réduite; et les groupes voués à la protection de l'environnement veulent limiter la demande.

Dans l'établissement d'une structure de tarifs pour les compagnies d'électricité, plusieurs objectifs doivent être poursuivis simultanément; les plus importants sont de combler les besoins de recettes, d'être compréhensible et facile d'application; d'assurer la stabilité des tarifs dans le temps; d'être équitable, c'est-à-dire de ne pas comporter de discrimination injuste entre les abonnés; de favoriser une utilisation efficiente des ressources; et, enfin, de stimuler le développement économique et régional.

Certains de ces objectifs peuvent ne pas être compatibles. Par exemple, les mesures de développement économique peuvent entraîner une discrimination des prix favorable à l'industrie, alors que la poursuite de l'efficience économique dans l'utilisation des ressources peut entrer en conflit avec l'objectif de stabiliser les tarifs pendant une certaine période. De façon générale, cependant, toute structure de tarification vise avant tout à combler les besoins de recettes.

Partant des besoins de recettes, on peut concevoir un certain nombre de barèmes de tarification, certains étant plus compatibles que d'autres avec le critère d'efficience économique. Le problème est de déterminer le type de structure tarifaire qui concorde le mieux avec cet objectif.

La tarification composée

Le critère d'efficience économique exige que le prix fixé pour la dernière unité d'électricité produite soit suffisant pour couvrir le coût marginal de production de cette unité. À l'intérieur de cette marge, il est cependant possible d'apporter certains ajustements aux tarifs de manière à couvrir le coût de production d'autres unités dites « inframarginales ». Prenons le cas où les coûts moyens de production décroissent à mesure que s'accroît le volume d'électricité produit. Avec une structure tarifaire à deux volets, un montant forfaitaire peut être imposé pour couvrir les coûts de branchement en plus d'une charge fixe pour chaque unité d'électricité consommée – calculée en fonction du coût marginal de production. Cependant, le montant forfaitaire exigé pour recouvrer tous les coûts autres que le coût marginal de production peut être à ce point élevé que certains consommateurs pourraient être dissuadés d'acheter de l'électricité. Pour éviter ce problème, un barème de tarification à tranches dégressives pourrait être appliqué, de façon à réduire les frais de branchement. Le prix unitaire de l'électricité serait établi par tranche en fonction du volume de consommation. Le prix unitaire de la première tranche serait nettement au-dessus du coût marginal, mais il diminuerait progressivement pour les autres tranches. Le tarif de la dernière tranche correspondrait au coût marginal de production de l'électricité[14].

Pour diverses raisons, cette formule – modifiée pour tenir compte des différents facteurs qui entrent en jeu selon les catégories d'abonnés – est celle qu'emploient habituellement les compagnies d'électricité. Par exemple, dans le cas du marché résidentiel, la demande d'électricité pour l'éclairage et le fonctionnement des appareils ménagers a une élasticité-prix plus faible et peut être facturée à des tarifs plus élevés, comparativement à la demande pour fins de chauffage dont l'élasticité-prix est plus grande. La nature des coûts du service d'électricité se prête bien à une tarification à deux composantes en raison des coûts fixes associés au branchement et au mesurage de la consommation d'électricité, indépendamment du niveau de consommation. En outre, cette formule donne aux entreprises d'électricité une plus grande flexibilité pour fixer les tarifs de manière à être concurrentiels et à accroître leur part de certains marchés. Il est cependant à craindre que si l'accent est trop fortement mis sur l'expansion du marché, il s'ensuive une discrimination indue au niveau des prix et une affectation moins efficiente des ressources.

Les tarifs mensuels qui s'appliquaient aux abonnés de diverses villes canadiennes en avril 1984 étaient assez uniformes, du moins aux niveaux de consommation dépassant le seuil minimal (tableau 6-8). Les

barèmes de tarifs correspondaient étroitement au modèle de tarification à deux composantes, même si l'on observait quelques barèmes à tranches légèrement dégressives (coût unitaire décroissant lorsque la consommation augmente), comme à Fredericton et à Vancouver. Hydro-Québec est la seule compagnie d'électricité ayant une structure de tarification à tranches croissantes (ou « inversée »), ce qui convient dans le cas d'une entreprise qui doit faire face à des coûts croissants pour mettre en place de nouvelles installations hydroélectriques.

Somme toute, une structure tarifaire à deux volets comportant une charge forfaitaire offre plusieurs avantages. Si les besoins de recettes peuvent être comblés en faisant varier de peu le montant forfaitaire par rapport aux coûts réels et si la deuxième composante du tarif peut être fixée de manière à correspondre ou presque au coût marginal, la structure tarifaire qui en résulte est alors simple et efficiente. Si les besoins de recettes requièrent une importante déviation du montant forfaitaire par rapport aux coûts, alors la deuxième composante du tarif peut être rajustée en conséquence. De surcroît, une telle formule peut facilement être adaptée à une tarification différenciée selon le moment d'utilisation.

La tarification différenciée selon le moment d'utilisation

La demande d'énergie électrique a cette caractéristique importante qu'elle varie beaucoup selon l'heure de la journée et la saison[15]. Par exemple, la consommation au cours d'une journée typique de la semaine atteint généralement un sommet le matin et en début de soirée, alors qu'elle est à son point le moins élevé la nuit. Au Canada, la consommation d'électricité est généralement plus élevée pendant les mois d'hiver, quand les besoins de chauffage sont importants; la consommation horaire maximale observée au cours de l'année survient habituellement durant une journée d'hiver très froide. Comme, de façon générale, la possibilité de stocker l'électricité de manière économique est très limitée, elle doit presque toujours être produite au moment d'être consommée.

La demande de pointe est la puissance maximale que doit fournir une entreprise d'électricité à un moment donné au cours de l'année. Il s'agit d'une variable déterminante aux fins de la planification car, à défaut de sources fiables d'importation, la compagnie d'électricité doit avoir une capacité de production suffisante pour satisfaire cette demande de pointe. Comme les travaux de construction s'étendent sur plusieurs années et que les installations de production d'énergie ont de longues durées utiles, les compagnies d'électricité doivent planifier leurs réserves en fonction de prévisions lointaines de la demande de pointe. L'entreprise doit également prévoir une capacité de réserve au-delà de la demande de pointe prévue.

Le fait que la consommation d'électricité varie selon l'heure du jour et la saison pose un défi de taille aux compagnies d'électricité, qui doivent planifier leurs réseaux de façon à minimiser les coûts tout en répondant à la demande de pointe. Cela signifie qu'elles

Tableau 6-8

Structure des tarifs domestiques mensuels d'électricité dans certaines grandes villes, Canada, au 15 avril 1984

En mills/kWh[1]

	Consommation mensuelle d'énergie				
	De 0 à 250 kWh	De 250 à 500 kWh	De 500 à 750 kWh	De 750 à 1 000 kWh	De 1 000 à 5 000 kWh
Saint-Jean (T.-N.)	86,8	52,8	52,8	52,8	52,8
Charlottetown	141,6	111,3	111,3	111,3	111,3
Halifax	89,6	58,4	58,1	56,7	56,7
Frédéricton	93,0	56,5	53,3	40,7	40,7
Montréal	67,1	33,3	33,4	35,8	39,5
Toronto	56,9	43,6	43,6	43,6	43,6
Winnipeg	60,9	32,4	32,4	32,4	29,8
Regina	55,8	45,2	45,2	45,2	43,0
Edmonton	64,2	43,0	43,0	43,0	43,0
Vancouver	75,7	45,0	43,1	43,1	43,1
Yellowknife	103,4	95,2	95,2	95,2	95,2
Whitehorse	81,2	64,0	60,0	60,0	60,0

1 Le coût par kWh comprend la taxe de vente, les escomptes, les subventions et autres rajustements.
SOURCE Données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

devront maintenir en exploitation des installations de production d'électricité qui ne seront utilisées que durant quelques heures au cours d'une année. Les compagnies d'électricité s'efforcent de minimiser leurs coûts globaux en faisant appel simultanément à diverses techniques de production (voir l'appendice G).

Les facteurs qui caractérisent la demande, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont tels que les coûts d'approvisionnement en électricité diffèrent selon le moment où l'énergie est utilisée. Même s'il y a quelques exceptions dans le cas de la production hydroélectrique, les coûts tendent à être plus élevés en périodes de pointe. Par conséquent, les coûts globaux peuvent être réduits à long terme en déplaçant la demande vers les périodes hors-pointe ou plus généralement vers les périodes où les coûts sont moins élevés.

On peut favoriser ce déplacement de la demande en établissant des tarifs qui, selon les périodes, seront différenciés en fonction des coûts de production. Les barèmes de tarifs présentement en vigueur au Canada ne favorisent pas le déplacement de la demande vers les périodes hors-pointe. Les tarifs ne sont pas différenciés selon le moment d'utilisation et, dans le cas des plus gros clients, ils sont calculés en fonction de la demande de pointe sans considération du moment où elle survient.

Il y a plusieurs raisons qui justifient de recourir à des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation. La première est liée à des considérations d'équité, afin d'éviter une discrimination indue parmi la clientèle. Dans la mesure où les tarifs ne reflètent pas les coûts réels, le fait qu'ils ne soient pas différenciés selon le moment d'utilisation est en soi discriminatoire. Certains consommateurs payent plus qu'ils ne devraient, d'autres moins. La deuxième raison est liée au souci d'utiliser les ressources de manière efficiente – une préoccupation qui touche non seulement le secteur de l'électricité mais aussi les produits de substitution comme le pétrole et le gaz, et les installations complémentaires comme la thermopompe. Là où les coûts diffèrent selon le moment d'utilisation, les tarifs différenciés permettent de mieux faire correspondre les avantages reçus par les consommateurs et les coûts inhérents à l'énergie consommée. Une meilleure correspondance à cet égard entraînerait un déplacement de la demande vers les périodes où les coûts sont moins élevés en plus de favoriser l'adoption de mesures de conservation et de techniques d'approvisionnement énergétique plus efficientes. La capacité requise pourrait être réduite graduellement, on ferait moins appel aux méthodes de production plus coûteuses et il serait possible d'atteindre des taux d'utilisation de la capacité plus élevés.

L'expérience acquise en Europe et aux États-Unis avec la formule des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation indique que ceux-ci peuvent jouer un rôle déterminant dans la gestion de la demande (voir l'appendice H). Cet objectif est atteint directement en incitant les consommateurs à déplacer volontairement leur demande vers des périodes où les coûts sont moins élevés et, indirectement, en permettant aux compagnies d'électricité de recourir à des techniques de gestion de l'appel de puissance.

Les Canadiens sont familiers avec ce mode de tarification qui est déjà employé pour les communications téléphoniques interurbaines et certains services de transport (l'avion et le train, par exemple). Ces secteurs d'activité sont confrontés aux mêmes problèmes de demande de pointe, et des remises sont consenties et accueillies favorablement pour l'utilisation des services durant les périodes creuses. Des tarifs saisonniers sont également en vigueur dans le secteur de la distribution du gaz naturel. À ce jour, cependant, aucune compagnie d'électricité au Canada n'a appliqué – sur une base volontaire ou obligatoire – des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation, quoiqu'une expérience soit actuellement tentée par Ontario Hydro à la suite d'une recommandation du Conseil de l'énergie de l'Ontario. En 1979, cet organisme avait recommandé en effet que le principe des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation soit retenu tant au niveau des ventes au détail qu'à celui de l'approvisionnement en courant à haute tension, en faisant valoir que ces tarifs sont en principe plus équitables que les tarifs non différenciés[16]. Certains des facteurs dont il faut tenir compte dans le choix des périodes de tarification sont présentés à l'appendice I.

Au Canada, on a accordé plus d'importance aux autres techniques de gestion de l'appel de puissance, plutôt que de recourir systématiquement à la tarification en fonction du moment d'utilisation. Les compagnies d'électricité ont conclu des contrats d'approvisionnement interruptibles avec certains de leurs clients industriels les plus importants et ont mis en œuvre des programmes de conservation d'énergie où l'accent était mis sur les conseils aux abonnés et les stimulants financiers. Plus récemment, un certain nombre de compagnies d'électricité ont offert des subventions pour inciter les consommateurs du secteur résidentiel à installer des systèmes de chauffage mixtes, où l'électricité assure les besoins de base tandis que le mazout ou le gaz sert à répondre aux besoins de pointe.

La tarification en fonction du coût marginal

La tarification selon le moment d'utilisation peut être fondée sur diverses méthodes de détermination des coûts, par exemple la méthode comptable employée à

l'heure actuelle ou la méthode du coût marginal. L'application de cette dernière technique a peut-être été, au cours des dernières années, la question qui a soulevé le plus de controverse en matière de tarification des services d'électricité. En effet, depuis une dizaine d'années, cette question a été vivement débattue par les économistes et les représentants des compagnies d'électricité devant les organismes de réglementation aux États-Unis et au Canada, notamment devant le Conseil de l'énergie de l'Ontario.

À l'aide de la méthode de tarification au coût marginal, on vise à fixer les tarifs d'électricité – dans le temps, ainsi que selon les régions et les catégories d'abonnés – en tenant compte du coût marginal (ou différentiel) de production, plutôt que des coûts moyens, comme c'est le cas en général à l'heure actuelle. Selon les conditions particulières d'un marché et la période en cause, le coût marginal peut être inférieur ou supérieur au coût moyen, ce qui signifie que l'adoption de la tarification au coût marginal entraînerait des changements dans la répartition des recettes des compagnies d'électricité. Globalement, les tarifs fondés sur les coûts marginaux peuvent être adaptés à un objectif donné en matière de recettes.

Cependant, la formule de tarification au coût marginal pose de nombreux problèmes, tant au niveau des techniques de mesure que de son application (voir l'appendice J). Les possibilités d'application de cette méthode au Canada sont loin de faire l'unanimité. Le Conseil de l'énergie de l'Ontario a conclu pour sa part que la tarification au coût marginal est devenue un concept à la mode dont le sens n'est pas arrêté et qui manque de cohérence. Il n'existe pas de définition claire et pratique du coût marginal, ni de méthode éprouvée et facile à appliquer pour concilier le coût marginal avec les besoins de recettes. Ces obstacles sont insurmontables. Le Conseil recommande donc de *rejeter la tarification au coût marginal*. L'organisme incite plutôt Ontario Hydro à continuer d'utiliser sa méthode actuelle – fondée sur les coûts comptables – pour établir les tarifs, tout en apportant certains rajustements en fonction de la période de prévision[17].

Pourtant, l'électricité de France applique des tarifs calculés en fonction du coût marginal depuis plus de 20 ans. D'autres entreprises de services publics en Angleterre et dans d'autres pays d'Europe ont adopté depuis des formules similaires[18]. En présence d'arguments semblables à ceux que l'on a fait valoir au cours des audiences du Conseil de l'énergie de l'Ontario, certains organismes de réglementation aux États-Unis ont abouti à des conclusions différentes. On a ainsi demandé à des entreprises d'utilité publique de procéder à des études sur les coûts marginaux pour les fins des audiences sur la tarification, et certaines ont introduit des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation et calculés en fonction du coût marginal[19].

L'application du coût marginal au calcul des tarifs d'électricité fait manifestement appel au jugement – peut-être davantage et sûrement d'une façon différente que dans le cas de la tarification établie en fonction des coûts comptables. Il n'en demeure pas moins que les responsables de la planification et de l'exploitation des réseaux recourent à ces concepts dans leur effort en vue de minimiser les coûts. La question fondamentale est de savoir si les tarifs doivent être fondés davantage sur le coût des ressources qui seront nécessaires pour répondre aux besoins de consommation additionnels que sur le coût des ressources déjà utilisées.

Les différences de tarif sur le marché intraprovincial

Toutes choses égales par ailleurs, les coûts unitaires de distribution augmentent avec la distance par rapport à la source d'approvisionnement et diminuent avec l'importance et la concentration de la demande d'énergie. Par conséquent, les coûts de distribution sont généralement plus élevés pour les localités et les régions rurales éloignées et peu populeuses. Dans certains cas, notamment en Colombie-Britannique, au Manitoba, à Terre-Neuve et dans les Territoires du Nord-Ouest, les coûts de distribution sont si élevés que les centres éloignés ne sont pas reliés au réseau, mais plutôt desservis par des installations coûteuses fonctionnant au diesel.

Dans la plupart des provinces, on s'est efforcé avec le temps de réduire les écarts de tarif entre les zones urbaines et rurales. Même si les différences de coût peuvent justifier des tarifs plus élevés pour les régions éloignées et moins peuplées, la tendance vers l'uniformisation des tarifs est probablement irréversible. Là où les écarts de coût ne sont pas importants, l'effet n'est pas significatif. Dans le cas où les coûts sont sensiblement plus élevés, toute surcharge serait sans doute jugée inacceptable. Quoi qu'il en soit, les pertes d'efficience associées aux différences de coût entre les régions urbaines et rurales sont vraisemblablement peu importantes par rapport à celles qui sont imputables à d'autres aspects de la détermination des coûts et des tarifs.

De façon générale, les organismes de réglementation devraient s'intéresser de plus près à la question de la structure de tarification, dans le cadre de la politique d'approvisionnement en électricité. Du point de vue de l'affectation efficiente des ressources, cette question a tout autant d'importance que celle des besoins de recettes. En particulier, nous croyons qu'il est nécessaire de promouvoir l'adoption d'une tarification

établie en fonction du moment d'utilisation, de manière à réaliser un partage plus équitable des coûts entre les consommateurs et, à long terme, pour réduire les besoins de capacité tout en augmentant le taux d'utilisation des installations existantes, ce qui permettrait d'abaisser le coût réel moyen de l'approvisionnement en électricité.

Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis

Le Canada et les États-Unis font depuis longtemps le commerce de l'électricité. Les avantages qu'en retirent les deux pays sont nombreux, et la capacité des lignes de transport de même que les quantités exportées n'ont cessé de croître. (Certains des avantages et des désavantages des échanges d'électricité sont traités à l'appendice K.)

Au cours des 25 dernières années, le Canada a rarement affiché un solde importateur net au chapitre de l'électricité. Les exportations canadiennes ont augmenté de 700 % depuis 1970 et représentent environ 10 fois les importations. En 1982, les exportations nettes intervenaient pour près de 10 % de la production canadienne (graphique 6-6). Les recettes nettes que tire le Canada de ses exportations d'électricité ont augmenté encore plus rapidement que le volume des échanges commerciaux, pour atteindre environ 1,2 milliard de dollars en 1983, soit 10 fois plus que le montant enregistré 10 ans auparavant; ces ventes représentaient près de 10 % des recettes totales des compagnies d'électricité canadiennes.

À la fin de 1983, plus de 65 grandes lignes de transport d'électricité traversaient la frontière entre les États-Unis et le Canada. La capacité de transport des principaux raccordements était de 9 600 MW environ, dont près des deux tiers dans l'Est du pays. Des lignes pouvant transporter une puissance additionnelle de 2 700 MW sont présentement en construction ou à l'étape de la planification.

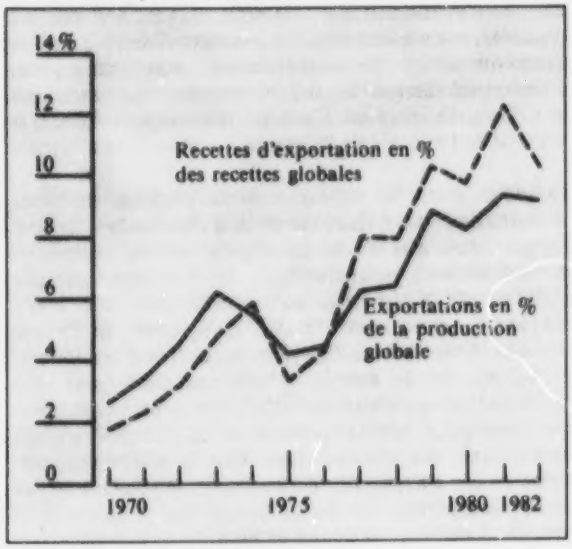
En raison des distances en général plus grandes et des avantages potentiels moins marqués, la capacité de transport des raccordements interprovinciaux est inférieure à celle des lignes de transport internationales. L'exception principale est celle de la ligne reliant Churchill Falls au Québec, qui intervenait pour 5 225 des 8 900 MW de capacité installée au titre des raccordements interprovinciaux au Canada. De nouvelles lignes d'une capacité totale de 1 300 MW entre la Colombie-Britannique et l'Alberta et entre le Québec et le Nouveau-Brunswick devraient entrer en service en 1986.

Au début du siècle, la plus grande partie de l'énergie hydroélectrique produite au Canada était vendue sur le marché américain, à prix fixes, en vertu de contrats à long terme. À la même époque, les gouvernements au Canada ont adopté diverses mesures pour faire en sorte que les installations hydroélectriques favorisent la croissance économique du pays. Au niveau fédéral, le développement des ressources hydroélectriques à des fins de consommation intérieure a été favorisé par l'adoption, en 1907, de la Loi de l'exportation de l'électricité et des fluides et de l'importation de gaz, qui établissait la compétence fédérale en matière d'exportation d'électricité. Cette Loi stipulait qu'il fallait un permis pour faire de l'exportation, que seule l'énergie jugée excédentaire par rapport aux besoins canadiens pouvait être exportée et que le prix à l'exportation devait être égal ou supérieur au prix demandé sur le marché canadien dans des conditions de vente comparables. Dans le but de rendre le marché canadien plus attrayant pour les producteurs de Niagara Falls, le gouvernement fédéral a imposé, à partir de 1925, une taxe à l'exportation, au taux fixe de 0,003 cent/kWh.

L'Office national de l'énergie a été créé en 1959. La compétence de l'Office en matière d'électricité se limitait à l'époque au contrôle des lignes de transport qui traversaient la frontière canado-américaine et à l'octroi des permis d'exportation. La Loi de l'exportation de 1907 a alors été abrogée, mais les critères en matière d'exportation ont été maintenus et leur application confiée à l'ONE.

Graphique 6-6

Exportations et importations d'électricité au Canada, 1970-1982



SOURCE Données de Statistique Canada.

Au cours des années suivantes, le premier énoncé de politique nationale en matière d'électricité a été fait dans le cadre de la Politique nationale de l'énergie rendue publique en 1963[20]. Contrairement aux mesures restrictives adoptées précédemment, cette politique encourageait les raccordements et les ventes d'énergie, tant entre le Canada et les États-Unis qu'entre les provinces canadiennes. La taxe à l'exportation a été abolie pour permettre la réalisation des avantages que laissait entrevoir une augmentation des ventes sur le marché américain. Le gouvernement visait en particulier à promouvoir la mise en valeur accélérée d'importantes sources d'énergie, souvent peu accessibles, en favorisant les exportations fermes d'électricité.

Plus récemment, la Mise à jour de 1982 du PEN réaffirmait la stratégie axée sur la mise en place anticipée des installations dont le Canada aura besoin dans l'avenir de manière à développer le marché d'exportation, sous réserve « d'une répartition équitable des risques et des charges financières entre acheteurs et vendeurs, ainsi que du respect de normes appropriées de protection de l'environnement »[21].

Au cours des années, la politique d'exportation s'est adaptée à l'évolution des priorités et des préoccupations. Le ralentissement de la croissance du marché intérieur, le parachèvement des projets d'électrification des régions rurales et l'apparition d'une capacité de production excédentaire ont amené les compagnies d'électricité à adopter des stratégies d'exportation plus dynamiques. Il est probable que cette tendance se traduira par des échanges accrus dans les années à venir, compte tenu de la faible croissance prévue des ventes intérieures et de l'avantage apparent du Canada par rapport aux États-Unis sur le plan des coûts.

Les possibilités d'accroissement des exportations vers les États-Unis au cours des deux prochaines décennies sont fondées aussi bien sur les sources d'énergie existantes que sur le vaste potentiel encore inexploité. Les perspectives les plus intéressantes à cet égard sont les suivantes : le potentiel hydroélectrique encore inexploité du cours inférieur du Churchill au Labrador; l'énergie marémotrice de la baie de Fundy; les centrales nucléaires du Nouveau-Brunswick; les surplus actuels du Québec et les ressources hydroélectriques additionnelles qui y seront mises en valeur; les centrales thermiques au charbon et les centrales nucléaires de l'Ontario; la construction projetée d'installations hydroélectriques au Manitoba et en Alberta; et diverses installations hydroélectriques en Colombie-Britannique.

Selon une étude récente, le Canada disposerait aux États-Unis d'un marché éventuel de l'ordre de 84 000 à 188 000 MW vers la fin du siècle[22]. Les projections pour l'an 2000 indiquent que les recettes annuelles brutes pourraient s'élever à environ 4 milliards de dollars (en dollars de 1980), soit quatre fois environ la valeur des exportations actuelles, avec des recettes nettes évaluées à environ la moitié de ce montant.

De toute évidence, l'exportation d'énergie électrique peut être très profitable pour le Canada; les efforts de commercialisation en ce sens devraient donc se poursuivre. Nous sommes d'avis que ce sont les sociétés d'utilité publique qui, en règle générale, devraient déployer ces efforts, alors que le rôle de l'État devrait se limiter à la création d'un climat propice à la conclusion d'ententes contractuelles. Certaines questions touchant aux politiques restent cependant à résoudre.

En premier lieu, l'augmentation de la part des recettes des entreprises d'électricité provenant des ventes à l'exportation soulève la question de l'importance grandissante des décisions en matière de politique qui concernent la redistribution de ces revenus. Il deviendra de moins en moins opportun de transférer les bénéfices réalisés sur les exportations aux consommateurs canadiens sous la forme de tarifs réduits. Ce mode de subvention prendrait une importance démesurée en regard des coûts de production et donnerait lieu à un gaspillage pur et simple par le biais de la consommation intérieure.

On pourrait séparer la comptabilité des transactions faites sur le marché intérieur de celles du marché d'exportation en créant des filiales distinctes dont le seul rôle serait de commercialiser l'électricité sur les marchés extérieurs. La filiale achèterait l'énergie de la société mère à des prix comparables aux prix intérieurs et la revendrait, au meilleur prix, aux clients situés à l'extérieur de la province. Les bénéfices pourraient être conservés par la filiale ou transférés à la société mère, ou encore versés au gouvernement, selon la politique adoptée par les autorités provinciales. De façon générale, nous croyons qu'il serait souhaitable que la plus grande partie des bénéfices soit remise au gouvernement, bien qu'il puisse également s'avérer avantageux de laisser une partie de ces fonds à la société mère en vue d'accroître l'avoir propre de l'entreprise, selon les priorités du gouvernement provincial. Il ne serait donc pas souhaitable que les bénéfices tirés des exportations soient utilisés pour abaisser les tarifs sur le marché intérieur.

Conclusions

Au Canada, la politique d'approvisionnement en électricité a été définie par le passé en fonction d'un certain nombre d'objectifs qui n'étaient pas nécessairement axés sur l'efficience économique. Le développement social, le développement régional et la sécurité énergétique ont été au nombre de ces objectifs. Il en résulte que le prix de l'électricité a été maintenu au

plus bas niveau possible et, dans plusieurs provinces, il semble inférieur à ce qu'il devrait être en regard du critère d'efficience économique.

Dans un contexte où l'électricité accapare une part grandissante du marché intérieur de l'énergie et où les exportations augmentent, les questions qui entourent la détermination du prix de l'électricité prennent de plus en plus d'importance. L'approvisionnement en électricité relève principalement de la compétence provinciale, et c'est donc à ce palier que bon nombre des questions de politique devront être abordées.

À notre avis, le secteur de l'électricité doit être réglementé d'une façon plus globale, surtout en ce qui concerne les sociétés d'électricité publiques. Bien qu'il existe déjà un certain nombre d'offices et de commissions de réglementation, quelques-unes des fonctions importantes assumées par les sociétés de services publics ne reçoivent pas l'attention qu'elles méritent de la part de ces organismes. Certaines provinces productrices importantes comme le Québec et le Manitoba ne tiennent pas d'audiences publiques lors de la révision des tarifs d'électricité. En Ontario, des audiences ont lieu, mais c'est la société provinciale qui a le dernier mot en matière de tarification. D'une façon générale, les sociétés de services publics ne sont pas tenues de rendre pleinement compte au public pour ce qui est des prévisions qu'elles font et des décisions d'investissement qui en découlent. Ainsi, il se peut que les législateurs et le public en général n'aient pas une vision très claire des coûts et des risques liés aux investissements futurs.

L'industrie canadienne de l'électricité a maintenant atteint la maturité et constitue une force de premier plan sur le marché de l'énergie. Avec la croissance des exportations d'électricité, son influence dans l'économie est appelée à devenir de plus en plus importante. Cette industrie devrait donc faire l'objet d'une surveillance plus étroite et les critères d'imputabilité à son endroit devraient être plus exigeants. Chaque province devrait disposer d'un organisme de réglementation ayant le pouvoir de réviser et de déterminer le niveau aussi bien que la structure des tarifs d'électricité, et d'exercer une surveillance en matière d'immobilisations. La tarification autant que les projets d'investissement devraient faire l'objet d'audiences publiques afin d'assurer un consensus plus général en matière de gestion des approvisionnements en énergie électrique. Dans ce nouveau contexte, il conviendrait de mettre davantage l'accent sur l'efficience économique. En priorité, il y aurait lieu de mieux faire correspondre les besoins de recettes aux impératifs d'un rendement concurrentiel sur le capital et les autres ressources consacrées à la production d'électricité.

Dans le passé, les lois et règlements ont surtout été axés sur le souci de maintenir les tarifs au niveau le plus bas possible. Il semble qu'on ait négligé de tenir compte de certains coûts économiques véritables liés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité, qui ne figurent pas nécessairement dans les états financiers des services d'utilité publique. Nous nous inquiétons du fait que le rendement de l'actif très considérable de cette industrie soit trop faible en raison des politiques suivies par les provinces au chapitre des emprunts et des fonds propres. Nous nous préoccupons du fait que le traitement préférentiel consenti aux services d'utilité publique, sous la forme d'exemptions fiscales et de redevances très modestes sur les ressources naturelles, entraîne des distorsions excessives sur le marché de l'énergie, stimule exagérément la demande, limite la mise en valeur d'autres sources d'énergie électrique et, en définitive, se solde par un gaspillage et des pertes sur le plan de l'efficience.

Cependant, aucune règle générale ne s'applique à toutes les provinces en toutes occasions. Ce sont les organismes de réglementation et les autorités provinciales qui auront à évaluer les arbitrages en présence et à élaborer des stratégies qui tiennent compte des nombreuses considérations liées à l'approvisionnement en électricité. Dans une première étape, on pourrait modifier le mandat des services d'utilité publique, en mettant l'accent sur une perspective dynamique, à long terme, de la gestion de l'offre et de la demande. La tarification de l'électricité en fonction des plus bas coûts possibles, tels qu'ils sont mesurés à l'heure actuelle, ne garantit pas nécessairement aux Canadiens qu'ils tirent le maximum d'avantages de ce secteur d'activité.

Les pouvoirs publics peuvent envisager d'autres mesures en vue de transformer graduellement la politique relative à l'approvisionnement en électricité, afin de favoriser une gestion efficiente des ressources. Sur le plan de la gestion de l'actif, par exemple, les autorités pourraient suggérer un taux de rendement cible pour guider les décisions en matière d'investissement. Éventuellement, les besoins de recettes et le niveau des tarifs pourraient être fondés sur ce taux de rendement. Une gestion plus efficace pourrait également se traduire par l'obligation pour les entreprises d'utilité publique de négocier des emprunts sans garantie gouvernementale, sauf peut-être dans des cas exceptionnels. À l'heure actuelle, il se peut que certaines sociétés provinciales d'électricité soient dans l'impossibilité de se plier à une telle exigence, à un coût acceptable, parce qu'elles ont un ratio d'endettement trop élevé. Il faudrait donc tout d'abord améliorer la structure financière de ces entreprises, de telle sorte qu'elles puissent le plus rapidement possible être en mesure de rivaliser avec les autres emprunteurs pour obtenir, par elles-mêmes, du financement à des taux favorables.

En ce qui a trait à la structure tarifaire, il y aurait lieu de commencer à appliquer des tarifs différenciés

selon le moment d'utilisation, notamment sur les marchés où les avantages nets de ce mode de tarification sont les plus grands. Ce principe devrait être suivi non seulement par les compagnies d'électricité qui disposent d'une faible capacité excédentaire, mais aussi par les autres. Même en situation de forte capacité excédentaire, il demeure valable d'encourager la consommation d'énergie peu coûteuse de préférence à l'énergie plus coûteuse. La présence d'un excédent de capacité fournit l'occasion d'introduire de façon graduelle mais délibérée une tarification différenciée en fonction du moment d'utilisation, sans devoir craindre la nécessité d'accroître la capacité installée dans l'éventualité où les effets attendus d'une diminution de la demande de pointe ne se concrétiseraient pas. Étant donné que l'écart entre les tarifs de pointe et les tarifs applicables durant les périodes creuses aura tendance à être moins grand en situation de capacité excédentaire, l'incidence d'une telle réforme sur les consommateurs se fera sentir de façon plus graduelle.

En matière de tarification différenciée selon la période d'utilisation, on ne peut prescrire de ligne de conduite globale, car chaque entreprise d'électricité se trouve dans une situation unique. Dans la plupart des cas, on peut supposer que la nouvelle formule serait d'abord appliquée aux clients industriels les plus importants, c'est-à-dire le segment du marché où les avantages seraient probablement les plus grands, pour être étendue ensuite aux abonnés ayant une consommation plus modeste, tant qu'il est possible d'en retirer des avantages nets.

En s'appuyant sur l'expérience européenne et américaine à ce jour, on peut envisager plusieurs possibilités pour introduire le nouveau mode de tarification : projets-pilotes, tarifs obligatoires ou grille de tarifs à participation volontaire, selon que la nature et l'importance des avantages nets sont plus ou moins identifiables et selon la catégorie d'abonnés. La mise en place de la formule doit faire l'objet d'un suivi systématique afin de pouvoir en déceler les effets aussi bien sur la clientèle qu'au niveau de l'entreprise, et pour recueillir les renseignements qui permettront d'améliorer ou de modifier la structure tarifaire et de faire des prévisions. L'exercice devrait également servir à vérifier la possibilité d'appliquer les principes de la tarification au coût marginal et d'étendre l'utilisation de tarifs fondés sur le moment d'utilisation. Avec ou sans tarification différenciée selon le moment d'utilisation, on devrait recourir plus largement aux techniques de gestion de l'appel de puissance, lorsque celles-ci offrent des avantages. En outre, il serait souhaitable d'instaurer un programme dans le cadre duquel les entreprises d'utilité publique canadiennes et étrangères pourraient échanger des renseignements concernant leurs expériences respectives. L'Association canadienne de l'électricité pourrait être l'organisme tout indiqué pour instituer de tels échanges.

Enfin, nous tenons à souligner la nécessité croissante pour les pouvoirs publics de se pencher sur la question de l'intégration de la politique d'exportation et de la politique en matière d'approvisionnement du marché intérieur. Il est probable que l'on assiste à une expansion des exportations vers les États-Unis et des échanges d'électricité entre les provinces. Si les pratiques actuelles sont maintenues, la subvention des tarifs en vigueur sur le marché intérieur à même les bénéfices nets réalisés sur les ventes à l'étranger augmentera probablement en termes relatifs. La demande intérieure pourrait ainsi croître au-delà du niveau souhaitable en regard du coût des ressources employées pour y répondre. Pour prévenir une telle situation, les gouvernements provinciaux devront récupérer ces bénéfices directement ou indirectement – par l'imposition de charges locatives sur les ressources hydrauliques, de redevances, de taxes forfaitaires ou de dividendes – plutôt que de les affecter à une réduction des besoins de recettes devant provenir du marché intérieur.

7 Demande, conservation et substitution interénergétique

Les Canadiens ont longtemps cru que leur demande d'énergie était essentiellement déterminée par le climat, leur mode de vie, leurs grosses automobiles, la nécessité de parcourir de longues distances et ainsi de suite. Les prix et les politiques énergétiques semblaient n'avoir qu'une influence restreinte sur l'évolution des marchés. Tout au long des années 50 et 60, la réalité semblait d'ailleurs appuyer cette perception. Les prix énergétiques étaient relativement stables et la demande croissait à un rythme à peu près égal à celui de la croissance économique. L'accroissement de la prospérité menait à une augmentation de la consommation d'énergie et, comme par un effet de miroir, la consommation accrue d'énergie semblait traduire une plus grande prospérité.

Il reste certes beaucoup à apprendre au sujet de la demande d'énergie et de ses rapports avec l'économie, mais on sait désormais que la demande énergétique dans l'industrie, dans les bâtiments et dans les transports est étroitement liée aux prix des ressources et qu'elle peut aussi évoluer sous l'influence de la politique énergétique. En d'autres termes, les Canadiens ont pris conscience du fait que la demande d'énergie est « élastique ».

La demande d'énergie se décompose en demandes de « services » énergétiques tels que la chaleur, la lumière et la force motrice. L'énergie se combine à d'autres facteurs de production – le capital et la main-d'œuvre – pour répondre à ces besoins. C'est pourquoi les variations des prix ou des revenus peuvent provoquer deux types de changement de la demande. Les consommateurs peuvent modifier leur demande proprement dite, ou bien ils peuvent maintenir leur demande au même niveau et trouver de nouveaux moyens d'y satisfaire. Par exemple, s'il se produit une hausse des prix énergétiques, les ménages pourront ou bien réduire leur demande en réglant leur thermostat à une température plus basse, ou bien, sans changer leur demande de chaleur, utiliser moins d'énergie en isolant davantage leur logement ou en acquérant un appareil de chauffage à meilleur rendement. Dans le second cas, la réaction des utilisateurs suppose que la demande d'énergie est également fonction du progrès technique, car ce dernier détermine l'éventail des choix qui s'offrent aux utilisateurs pour satisfaire à leurs besoins.

En outre, il se produit dans l'économie des phénomènes d'interaction qui se répercutent indirectement sur la demande d'énergie. Ainsi, si une hausse des prix énergétiques dans l'industrie n'est pas entièrement compensée par une réorganisation du processus de production, ce qui est d'ailleurs probable, les prix des produits de cette industrie vont sûrement augmenter. Dans la majorité des cas, il en résultera non seulement une diminution des revenus réels mais aussi une restructuration des prix relatifs des biens et des services en faveur de ceux dont la production est moins tributaire des apports énergétiques. Et les ménages, bien sûr, adapteront leur demande en conséquence.

Enfin, si la demande globale d'énergie se révèle sensible à l'influence de divers facteurs dans le temps – notamment les prix –, la demande de formes particulières d'énergie (par exemple, les produits pétroliers, le gaz naturel et l'électricité) l'est encore davantage puisqu'il est possible, compte tenu des contraintes technologiques, de substituer l'une à l'autre sans forcément modifier la quantité d'énergie utilisée. Par exemple, compte tenu des prix relatifs, l'industrie peut remplacer le mazout lourd par le gaz naturel ou les ménages peuvent substituer l'électricité ou le gaz au mazout.

Il arrive toutefois que l'adaptation de la demande d'énergie s'effectue plutôt lentement. Dans l'industrie, les retards sont attribuables aux investissements à long terme dans des machines et de l'équipement, ou encore aux obligations contractuelles pour l'acquisition de matériel et de main-d'œuvre. Dans le cas des ménages, la demande d'énergie s'adapte tout aussi lentement car la réfection (ou le remplacement) des maisons, des systèmes de chauffage, des appareils ménagers et des automobiles ne peut s'effectuer du jour au lendemain. La demande d'énergie à court terme est donc moins flexible – moins élastique – que ne l'est la demande à long terme.

D'importants changements se sont opérés sur les marchés canadiens de l'énergie depuis une dizaine d'années. Des prix globalement plus élevés ont stimulé l'économie (ou la « conservation ») d'énergie et le rééquilibrage des prix relatifs a favorisé le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie. Il s'est produit une tendance à la diversification des sources d'énergie, qui a permis d'accroître la sécurité de l'approvisionnement en énergie et d'améliorer la capacité d'adaptation des marchés à d'éventuelles perturbations des prix. L'évolution des marchés énergétiques a suscité des réactions inégales en raison des différences qui, sur le plan de la technologie et des

Énergie primaire et secondaire

L'*énergie primaire* désigne le potentiel énergétique des ressources extraites ou utilisées dans l'économie au cours d'une période déterminée. Elle comprend le pétrole brut, le gaz naturel, les gaz du pétrole liquéfiés (GPL) provenant des usines de gaz (par exemple, le propane et les butanes), l'énergie hydroélectrique et nucléaire, ainsi que d'autres sources brutes d'énergie telles que le bois, l'énergie solaire et l'énergie éolienne.

L'*énergie secondaire* correspond à la teneur calorifique des produits énergétiques consommés dans les secteurs de la demande finale (résidences, commerce, industrie, transports). Elle comprend les produits du raffinage du pétrole, le gaz naturel, les gaz du pétrole liquéfiés produits dans les usines de gaz et les raffineries, l'électricité (de toutes origines), le bois et les autres formes d'énergie utilisées par les consommateurs avant d'être transformées en d'autres produits énergétiques.

Consommation d'énergie au Canada, 1982

	Pétajoules	%
Énergie secondaire	5 920	64,1
Pertes dans les centrales thermiques (électricité)	624	6,8
Pertes dans les centrales nucléaires (électricité)	228	2,5
Pertes imputées à la production hydroélectrique	1 567	17,0
Pertes découlant de la transmission et de la distribution	109	1,2
Pertes et consommation d'énergie dans les pipelines	79	0,8
Autre énergie consommée par les producteurs d'énergie	249	2,7
Énergie consommée à des fins non énergiques	458	5,0
Total (énergie primaire)	9 233	100,0

En d'autres termes, l'énergie primaire est la ressource initiale, tandis que l'énergie secondaire est le produit final. Du point de vue statistique, il existe une distinction notable entre les deux catégories. Cet écart est principalement attribuable aux pertes qui se produisent durant la production et la transmission de l'énergie secondaire. Les pertes les plus importantes sont enregistrées dans le secteur de l'électricité. Dans les centrales thermiques, seulement le tiers, environ, de l'énergie primaire utilisée (pétrole, gaz ou charbon) est converti en électricité; le reste se perd sous forme de chaleur résiduaire. Il se produit des pertes de chaleur analogues dans les centrales nucléaires.

Il y a également des pertes d'énergie dans les centrales hydroélectriques mais elles sont généralement définies de façon plus arbitraire. En principe, les estimations de l'énergie hydraulique primaire devraient correspondre au potentiel énergétique de l'écoulement d'eau dans les turbines; environ 90 % de cette énergie est transformée en énergie secondaire, l'électricité. Bon nombre de statisticiens ont toutefois choisi d'attribuer à l'énergie hydraulique primaire une valeur qui, par convention, est fondée sur la quantité de combustibles fossiles qui serait nécessaire pour produire la même quantité d'électricité. Cette façon de procéder entraîne une estimation plus élevée de l'énergie primaire et suppose que deux tiers de l'énergie sont perdus au cours du passage de l'énergie primaire à l'énergie secondaire. Bien sûr, la plupart de ces pertes sont fictives. En termes statistiques, nous considérons, dans le contexte de cette méthode, que l'énergie hydraulique correspond à 10,5 MJ d'énergie primaire par kilowattheure d'électricité, tandis que la valeur de l'énergie secondaire sous forme d'électricité est toujours fixée à 3,6 MJ/kWh, soit la teneur calorifique réelle de cette forme d'énergie. Il arrive parfois que le recours au facteur de conversion de 10,5 MJ pour estimer convenablement l'énergie primaire consommée soit contesté. Il sert principalement à faciliter les comparaisons entre des pays affichant différents degrés de dépendance à l'égard de l'énergie hydroélectrique, sous l'angle de l'énergie primaire consommée par rapport à l'ensemble de la production d'électricité. Certains soutiennent cependant que l'emploi de ce facteur de conversion engendre, en fait, plus de distorsions.

Quoi qu'il en soit, nous utilisons ici le facteur de conversion adopté par convention, soit 10,5 MJ/kWh dans le cas de l'énergie primaire. (Le même facteur sert également pour l'énergie nucléaire primaire.) Outre les pertes causées par la production d'électricité, l'écart entre l'énergie primaire et l'énergie secondaire est attribuable aux pertes découlant du transport de l'électricité, du pétrole et du gaz, ainsi que de l'énergie consommée par les producteurs d'énergie et de l'énergie servant à des fins non énergétiques (par exemple, le pétrole utilisé pour produire de l'asphalte).

prix relatifs, séparent les régions, les secteurs et les applications des ressources énergétiques. C'est ainsi que la substitution entre formes d'énergie s'est déroulée plus lentement dans le secteur des transports que dans l'industrie manufacturière parce qu'il existe, dans le premier, moins de produits énergétiques substituables l'un à l'autre.

La politique énergétique a joué un rôle important à l'égard du processus d'adaptation de la demande. Les programmes fédéraux et provinciaux établis pour promouvoir la conservation et la substitution interénergétique (au moyen de subventions, de prêts et de la diffusion d'information, notamment) ont eu un effet certain sur les habitudes de consommation, illustrant

ainsi l'influence de la « régulation de la demande » sur la mise au point de la politique énergétique. Mais il demeure que les prix et, partant, les politiques de prix jouent un rôle prépondérant à l'égard de l'évolution de la demande d'énergie et de la réalisation des objectifs en matière de conservation et de substitution interénergétique.

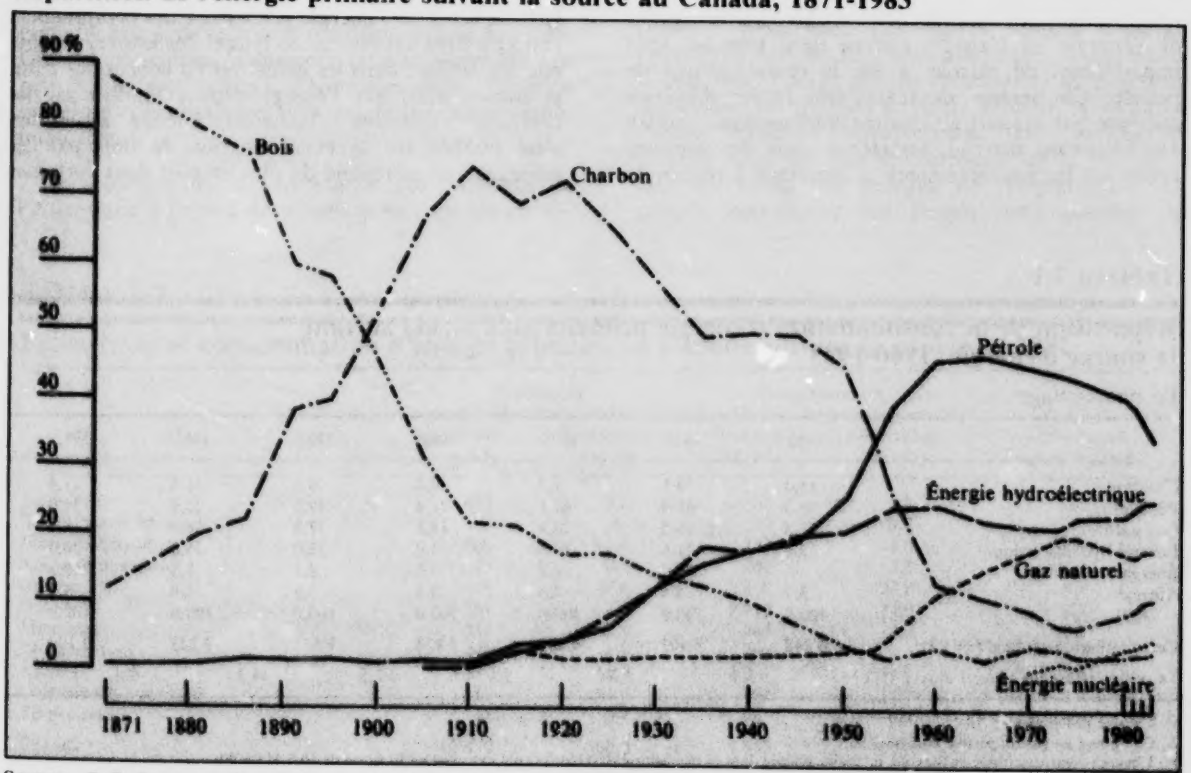
Dans les chapitres précédents, nous avons fait état des faiblesses qui caractérisent les politiques relatives aux prix énergétiques au Canada. Du fait que les prix influent à la fois sur la demande et sur l'offre, ces faiblesses ont provoqué des déséquilibres sur les marchés de l'énergie. Nous croyons, toutefois, que la refonte des politiques de prix, conjuguée à une sensibilisation accrue des consommateurs et à une intervention plus sélective et plus efficace des gouvernements, pourrait rétablir l'équilibre. Ce faisant, on pourrait stimuler la conservation et les substitutions interénergétiques, réduire les coûts et rendre l'approvisionnement énergétique plus sûr.

L'évolution de la demande

Bien avant que ne se manifeste la première crise du pétrole en 1973, le marché canadien de l'énergie s'adaptait au progrès technologique et à l'évolution des prix relatifs. En moins d'un siècle, en effet, trois produits se sont succédés au premier rang des sources d'énergie, soit le bois, le charbon et le pétrole. Le charbon a remplacé le bois au début du vingtième siècle (graphique 7-1). Un demi-siècle plus tard, le charbon devait céder la place aux hydrocarbures, par suite des premières grandes découvertes de pétrole et de gaz, de la construction des pipelines et de l'importation de pétrole à faible prix. En 1954, en effet, la part du marché énergétique dévolue au charbon passait en dessous de celle du pétrole pour être ensuite dépassée, à la fin des années 50 et au début des années 60 par celles de l'énergie hydroélectrique et du gaz naturel, respectivement, qui croissaient alors à un rythme soutenu. Le remplacement de la houille par ces autres produits s'effectua non seulement en raison du fait

Graphique 7-1

Répartition de l'énergie primaire suivant la source au Canada, 1871-1983



SOURCE F. R. Stewart, « Energy Consumption in Canada since Confederation », *Energy Policy*, vol. 6, nº 3, septembre 1978, et données de Statistique Canada et du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

qu'ils devenaient de plus en plus avantageux du point de vue des prix relatifs mais aussi parce que le pétrole, le gaz et l'électricité s'adaptaient plus facilement et de manière plus efficace à la plupart des applications de l'énergie. Aujourd'hui, le charbon ne demeure une forme d'énergie concurrentielle que dans deux secteurs importants, soit celui de la production d'électricité, qui en utilise généralement de grandes quantités près des sites de charbon, et celui de la production de la fonte, où le coke métallurgique sert à la fois de charge d'alimentation et de source d'énergie.

Depuis 1973, la demande d'énergie s'est transformée de deux façons. Tout d'abord, elle a progressé à un rythme moins rapide en raison du ralentissement de la croissance économique et de la hausse globale des prix de l'énergie. De 1973 à 1980, la demande d'énergie « primaire » s'est accrue à un taux moyen de 2 %, comparativement à quelque 5 ou 6 % au cours des années 60 et au début des années 70 (tableau 7-1). Depuis 1980, la demande a même diminué de quelque 2,4 % par année en moyenne, pour se situer à 9 190 pétajoules (PJ) en 1983 – l'équivalent d'environ 650 000 m³ de pétrole par jour. Ce niveau n'est supérieur que d'environ 7 % à celui de 1973.

Le second grand changement observé sur le marché de l'énergie au Canada, comme dans tous les pays importateurs de pétrole, a été le remplacement du pétrole. Ce dernier devenant une forme d'énergie coûteuse par rapport aux autres combustibles, l'action des forces du marché, jumelée à celle des mesures prises par les gouvernements, a contribué à réduire la part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire, la faisant passer de 45 % en 1973 à 35 % en 1983. Malgré cette évolution, le pétrole reste néanmoins la principale forme d'énergie utilisée au Canada.

L'effort de remplacement du pétrole a, bien sûr, entraîné une hausse de la demande des autres formes d'énergie. Les apports de l'hydroélectricité et du nucléaire se sont accrus, de sorte que ces deux sources répondent maintenant à plus de 30 % des besoins en énergie primaire. Le charbon a repris sa place sur certains marchés, notamment dans les provinces de l'Atlantique, où il sert à la production d'électricité. En 1982, sa part de l'énergie primaire dépassait 10 % pour la première fois depuis 1970, et elle atteignait 11,4 % l'année suivante. En revanche, la part du gaz naturel a quelque peu fléchi, passant d'environ 20 % à environ 19 % entre 1973 et 1983. La croissance de la demande de gaz naturel a été plus lente qu'au cours des années 60, les prix s'étant raffermis au milieu des années 70 pour ensuite croître à un rythme plus ou moins parallèle à celui, rapide, des prix du pétrole.

Les données publiées ne révèlent aucune augmentation de la consommation relative des « autres » formes d'énergie, qui, selon les estimations, représentent environ 4,1 % de l'énergie primaire. Elles comprennent l'énergie tirée des résidus du bois et des lessives de pâte épuisée, utilisée dans les industries du bois et des pâtes et papier, ainsi que l'énergie-vapeur fournie par les centrales nucléaires[1]. Toutefois, aucune estimation n'est publiée sur la consommation de bois par les ménages, qui se répand de plus en plus dans certaines

Tableau 7-1

Répartition de la consommation d'énergie primaire au Canada suivant la source d'énergie, 1960-1983

En pourcentage

	1960	1970	1973	1980	1981	1982	1983[1]
Charbon	13,4	9,6	7,7	9,4	9,9	11,0	11,4
Pétrole[2]	46,3	45,5	44,5	41,4	39,7	36,9	34,6
Gaz naturel	11,5	18,5	20,3	18,1	17,8	18,6	18,6
Énergie hydroélectrique[3]	25,1	21,9	21,8	23,8	25,0	25,8	26,0
Énergie nucléaire[3]	–	0,1	1,7	3,8	4,1	3,8	5,3
Autres[4]	3,7	4,4	4,0	3,5	3,5	4,0	4,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Consommation globale (en PJ)	4 218	7 402	8 629	9 874	9 631	9 223	9 190
Taux de croissance annuel moyen (%)		5,8	5,3	1,9	-2,5	-4,3	-0,4

1 Chiffres provisoires.
2 Comprend les gaz du pétrole liquéfiés.
3 L'énergie hydroélectrique et l'énergie nucléaire utilisée dans la production d'électricité sont calculées en fonction de 10,5 MJ/kWh.
4 Comprend l'énergie tirée des résidus du bois et des lessives de pâte épuisée dans le secteur industriel, ainsi que l'énergie-vapeur fournie par les centrales nucléaires.

SOURCE Données de Statistique Canada et du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

régions du pays. À l'heure actuelle, l'apport des autres formes d'énergie – l'énergie solaire et éolienne, l'énergie tirée des déchets solides municipaux, entre autres – est relativement négligeable.

La perspective régionale

En raison des disparités régionales qui existent tant au niveau des besoins que des ressources, l'examen du secteur énergétique canadien dans la seule perspective nationale peut s'avérer trompeur. On n'a, pour s'en convaincre, qu'à observer que les provinces de l'Atlantique, le Québec et l'Ontario absorbent 66 % de la consommation d'énergie au pays, tandis que les provinces de l'Ouest produisent 76 % de l'énergie primaire (tableau 7-2). La demande de chaque région s'est adaptée à la disponibilité et au coût des ressources. Dans les provinces de l'Atlantique et dans les territoires, les ressources mises en valeur sont relativement rares et le pétrole acheté à l'extérieur représente plus de 50 % du marché (tableau 7-3). Au Québec, à Terre-Neuve, en Colombie-Britannique et au Manitoba, on a développé le potentiel hydroélectrique et l'énergie qu'on en tire répond à une part appréciable de la demande totale. En Alberta et en Saskatchewan, le gaz naturel et le charbon occupent une place importante en raison de leur coût relativement peu élevé. En Ontario, par contre, la demande est plus diversifiée – le pétrole, le gaz naturel, l'hydroélectricité, l'énergie nucléaire et le charbon y sont tous utilisés en quantités importantes.

Le problème de la dépendance des provinces de l'Atlantique à l'égard du pétrole préoccupe les autorités politiques depuis plusieurs années déjà. En 1973, lors du premier choc pétrolier, l'or noir représentait près de 80 % de l'énergie primaire consommée dans cette région. Depuis, sa part du marché a fléchi de façon appréciable – elle n'était plus que de 68 % en 1982 –, mais la région de l'Atlantique reste aux prises avec le problème de la sécurité des approvisionnements, car le pétrole qu'elle consomme est importé, pour une bonne part.

Les provinces atlantiques ne disposent que de ressources énergétiques limitées pour s'attaquer au problème à court terme. Si la province de Terre-Neuve est dotée d'un potentiel hydroélectrique considérable – comme en témoigne sa production actuelle, qui équivaut à 17 % du chiffre global pour le Canada –, il ne reste qu'un nombre limité de sites à mettre en valeur sur l'île; le potentiel restant, qui se trouve en grande partie au Labrador, est donc peu en mesure de répondre aux besoins de la majorité des consommateurs de la province. La Nouvelle-Écosse, pour sa part, a entrepris de remplacer le pétrole importé par le charbon indigène pour produire de l'électricité. Le charbon est également utilisé au Nouveau-Brunswick, où on a cependant établi une centrale nucléaire pour desservir à la fois le marché intérieur et celui de la vente à l'extérieur. Les autres sources d'énergie disponibles dans les provinces atlantiques comprennent le bois, dont l'usage comme combustible de chauffage domestique est répandu à l'heure actuelle, et les autres formes d'énergie renouvelables. Les perspectives d'avenir semblent plus prometteuses sur le plan de la mise en valeur des énergies de remplacement. On compte notamment sur l'exploitation possible des

Tableau 7-2

Production et consommation d'énergie primaire au Canada suivant la province, 1982[1]

	Production		Consommation		Rapport production/ consommation
	Volume (en PJ)	Répartition (en %)	Volume (en PJ)	Répartition (en %)	
Terre-Neuve	453	4,5	162	1,8	2,8
Île-du-Prince-Édouard	–	–	20	0,2	–
Nouvelle-Écosse	100	1,0	233	2,6	0,4
Nouveau-Brunswick	45	0,4	204	2,3	0,2
Québec	1 048	10,4	2 216	25,0	0,5
Ontario	791	7,9	3 013	34,0	0,3
Manitoba	238	2,4	345	3,9	0,7
Saskatchewan	489	4,9	407	4,6	1,2
Alberta	5 687	56,7	1 231	13,9	4,6
Colombie-Britannique	1 165	11,6	999	11,3	1,2
Territoires	13	0,1	35	0,4	0,4
Canada	10 029	100,0	8 865	100,0	1,1

1 L'énergie hydroélectrique et l'énergie nucléaire utilisée dans la production d'électricité sont calculées en fonction de 10,5 MJ/kWh.
SOURCE Données de Statistique Canada.

Tableau 7-3

Répartition de la consommation d'énergie primaire au Canada suivant les principales formes d'énergie et les régions ou provinces, 1973 et 1982

En pourcentage

	Charbon	Pétrole[1]	Gaz naturel	Énergie hydro-électrique[2]	Énergie nucléaire[2]	Total[3]	Consommation totale[3] (en PJ)
1973							
Provinces de l'Atlantique	6,7	79,5		13,8		100,0	693
Québec	1,2	55,6	3,1	40,1		100,0	2 142
Ontario	15,3	40,2	22,7	19,7	2,0	100,0	2 867
Manitoba	4,2	39,6	24,3	31,9		100,0	330
Saskatchewan	13,1	38,0	42,6	6,4		100,0	347
Alberta	8,9	31,9	57,5	1,6		100,0	981
Colombie-Britannique et les Territoires	1,0	40,0	25,8	33,2		100,0	924
Canada	8,1	46,4	21,1	23,8	0,7	100,0	8 284
1982							
Provinces de l'Atlantique	12,1	67,7		19,7	0,5	100,0	619
Terre-Neuve	1,5	51,0		47,5		100,0	162
Île-du-Prince-Édouard	2,5	72,8		24,7		100,0	20
Nouvelle-Écosse	23,2	71,9		5,0		100,0	233
Nouveau-Brunswick	8,9	75,6		14,1	1,4	100,0	204
Québec	0,8	38,3	5,1	55,8		100,0	2 216
Ontario	18,0	35,0	22,9	12,8	11,4	100,0	3 013
Manitoba	1,8	34,1	21,6	42,5		100,0	345
Saskatchewan	23,8	38,4	30,7	7,1		100,0	407
Alberta	22,0	32,9	43,5	1,6		100,0	1 231
Colombie-Britannique	0,3	37,6	18,1	43,9		100,0	999
Territoires		82,5	1,1	16,3		100,0	35
Canada	11,4	38,4	19,4	26,9	3,9	100,0	8 865

1 Comprend les gaz du pétrole liquéfiés.

2 L'énergie hydro-électrique et l'énergie nucléaire utilisée dans la production d'électricité sont calculées en fonction de 10,5 MJ/kWh. Dans le cas de l'Île-du-Prince-Édouard, l'énergie hydroélectrique correspond aux importations en provenance du Nouveau-Brunswick; cette énergie est principalement produite à partir de charbon faisant partie de l'énergie primaire du Nouveau-Brunswick.

3 Exclut l'énergie tirée des résidus du bois et des lessives de pâte épuisée, ainsi que l'énergie-vapeur fournie par les centrales nucléaires. Il s'ensuit que les chiffres ci-haut diffèrent de ceux qui figurent au tableau 7-1.

SOURCE Données de Statistique Canada.

gisements d'hydrocarbures au large des côtes et de l'énergie marémotrice dans la baie de Fundy. En Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, le gaz naturel acheminé depuis les provinces de l'Ouest grâce au prolongement éventuel du gazoduc Trans Québec et Maritimes (TQ&M) pourrait constituer une autre source importante.

C'est sans doute au Québec que les progrès en matière de substitution interénergétique ont été les plus marqués au cours de la dernière décennie. La part de l'énergie primaire qu'y occupe le pétrole est tombée de 56 à 38 % et cette baisse a été compensée par une hausse presque symétrique de la part de l'hydroélectricité, qui est passée de 40 à 56 %. Les progrès sont beaucoup moins probants en ce qui a trait au gaz naturel. Bien que la construction du gazoduc jusqu'à Montréal ait été achevée il y a plus de 20 ans, le gaz ne représente toujours qu'environ 5 % de la demande québécoise d'énergie primaire. Cette situation découle en grande partie des coûts du transport du gaz. Les données pour 1982 ne permettent pas de discerner l'effet des mesures prises par les gouvernements pour accroître le potentiel du gaz naturel au Québec, notamment l'incorporation du Québec dans la zone tarifaire de l'est, l'octroi de subventions aux distributeurs et l'élimination de la taxe de vente provinciale. À Ottawa tout comme à Québec, on s'attend toutefois à un accroissement de la consommation de gaz naturel d'ici quelques années.

L'Ontario, la province qui consomme le plus d'énergie, ne produit que 30 %, environ, de ce dont il a besoin mais il jouit d'un accès facile à diverses sources

d'approvisionnement. Outre le pétrole et le gaz qu'il achète des provinces de l'Ouest, son secteur de production d'électricité et ses aciéries utilisent du charbon acheté de l'Ouest ou importé de l'étranger. Son potentiel hydroélectrique est bien développé et, depuis le début des années 70, le secteur nucléaire s'est taillé une place importante à l'égard de l'offre totale d'énergie. Le marché ontarien est donc en mesure de bien s'adapter à d'éventuelles variations des prix énergétiques.

Dans la région des Prairies, le coefficient d'autonomie énergétique, c'est-à-dire le rapport de la production d'énergie primaire à la consommation, s'élève à mesure qu'on se déplace vers l'ouest. Il est de 0,7 au Manitoba, qui produit principalement de l'énergie hydroélectrique, de 1,2 en Saskatchewan, où dominent le charbon et le pétrole, et de 4,6 en Alberta. En Colombie-Britannique, où l'hydroélectricité et le charbon sont au premier plan de la production énergétique, le coefficient est de 1,2. Dans chacune des provinces, la configuration de la demande reflète le plus souvent celle de la production, mais il y a des exceptions. Par exemple, l'Alberta utilise relativement moins de pétrole que les autres provinces; sa production huilière est principalement destinée aux marchés extérieurs et c'est le gaz naturel – et le charbon, dans le secteur de l'électricité – qui satisfait à la plus grande partie des besoins. De même, la Colombie-Britannique, qui fournit quelque 30 % de la production houillère du Canada, n'utilise que des quantités minimes de charbon, le reste étant exporté.

Dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, le pétrole répond à plus de 80 % des besoins en énergie primaire. Du reste, il est douteux qu'on puisse modifier cette situation de manière sensible dans un avenir prévisible. Du fait qu'il est facile à transporter et à entreposer, le pétrole est l'une des seules sources d'énergie facilement accessibles dans les régions éloignées des grands centres. Dans certains cas, des sources locales – notamment l'électricité provenant de petites centrales hydrauliques, mais aussi le bois et l'énergie éolienne – peuvent jouer un rôle utile tout en étant rentables, mais elles n'ont qu'un potentiel restreint.

La perspective sectorielle

L'étude de la demande finale d'énergie – l'énergie secondaire – vise tout particulièrement les secteurs des

Tableau 7-4

Répartition de la demande d'énergie secondaire suivant la source d'énergie et le secteur au Canada, 1973 et 1982

En pourcentage

	Charbon[1]	Pétrole[2]	Gaz naturel	Électricité[3]	Autres[4]	Total	Demande globale (en PJ)	Répartition par secteur (en %)
1973								
Résidentiel	0,7	57,6	24,8	16,8		100,0	1 154	20,7
Commercial	0,2	37,2	34,3	28,3		100,0	785	14,1
Industriel	11,8	26,3	26,5	19,1	16,3	100,0	2 098	37,6
Total partiel	6,4	37,4	27,5	20,2	8,5	100,0	4 037	72,4
Transports	0,3	99,7				100,0	1 541	27,6
Total	4,7	54,6	19,9	14,6	6,1	100,0	5 578	100,0
1982								
Résidentiel	0,3	35,9	36,7	27,1		100,0	1 318	22,3
Commercial	0,1	30,2	40,7	28,9	0,1	100,0	964	16,3
Industriel	9,7	18,7	29,0	23,8	18,8	100,0	2 057	34,7
Total partiel	4,7	26,4	33,9	26,0	8,9	100,0	4 339	73,3
Transports		99,8		0,2		100,0	1 581	26,7
Total	3,5	46,0	24,9	19,1	6,5	100,0	5 920	100,0

1 Le charbon comprend le coke et les gaz de fours à coke.
2 Le pétrole comprend les produits du raffinage du pétrole et les gaz du pétrole liquéfiés.
3 L'électricité est calculée en fonction de 3,6 MJ/kWh.
4 Comprennent l'énergie tirée des résidus du bois et des lessives de pâte épuisée, ainsi que l'énergie-vapeur.
SOURCE Données de Statistique Canada.

ménages, du commerce, des industries productrices de biens et des transports. La consommation d'énergie se partage plus ou moins également entre ces secteurs, s'échelonnant en 1982 de 16 % pour le secteur commercial à près de 35 % pour le secteur industriel (tableau 7-4). Cette répartition sectorielle a très peu varié au cours des années, bien que la part du secteur commercial (qui comprend les services publics et les institutions) se soit accrue progressivement, reflétant par là la transformation structurelle de l'économie canadienne.

La répartition de la consommation énergétique suivant les secteurs et la source fait ressortir l'étendue des substitutions qui se sont effectuées entre 1973 et 1982. Les transformations les plus marquées se sont produites dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, où la part des produits pétroliers a fléchi de 37 à 26 %. La consommation d'électricité et de gaz naturel s'est accrue de façon appréciable dans les trois secteurs, notamment dans celui des ménages. Dans l'intervalle, le recours au charbon a diminué. Enfin, l'apport énergétique des résidus du bois et des autres sources employées dans l'industrie est demeuré stable en termes relatifs; en proportion de l'énergie secondaire consommée dans ce secteur, cet apport est considérable, soit environ 19 % en 1982.

En revanche, le secteur des transports demeure presque entièrement tributaire des produits pétroliers. Sa consommation représente environ la moitié du chiffre global pour le Canada et ce n'est que très lentement que les substitutions interénergétiques d'énergie s'y effectuent à l'heure actuelle. Certains véhicules ont été convertis au propane et, dans certaines provinces, on tente d'implanter le gaz naturel comprimé (GNC). Toutefois, les produits pétroliers – l'essence et le carburant diesel – demeureront vraisemblablement, pour un certain temps tout au moins, les carburants les plus avantageux pour les véhicules automobiles. Il en ira sans doute de même pour les transports aériens, ferroviaires et maritimes.

L'élasticité de la demande

L'évolution de la demande d'énergie dans les régions et les secteurs témoigne de son élasticité par rapport à diverses variables économiques comme les prix – et la politique énergétique, dans la mesure où elle influe directement ou indirectement sur les prix – et les revenus ou, plus globalement, le niveau de l'activité économique. Si l'on compare l'évolution de la demande d'énergie à celles des prix et des revenus, on peut mesurer la sensibilité de la demande par forme d'énergie, par région et par secteur, ce qui permet de mieux comprendre le dynamisme des forces du marché; cette mesure s'exprime en termes de l'élasticité-prix ou de l'élasticité-revenu, suivant le cas.

On exprime l'élasticité de la demande par la variation en pourcentage de la demande qui découle d'un changement de 1 % de la valeur d'une variable dite « indépendante » – en l'occurrence, le prix ou le revenu. L'élasticité est positive lorsque la demande tend à varier dans le même sens que la variable indépendante et elle est négative dans le cas contraire. L'élasticité-prix est généralement négative puisqu'une hausse des prix entraîne une baisse de la demande; en revanche, l'élasticité-revenu est généralement positive.

Une élasticité supérieure ou égale à 1,0 (dans le cas du revenu) ou inférieure ou égale à –1,0 (dans le cas des prix) indique que la demande est très sensible à l'influence de l'une ou l'autre variable, tandis qu'une élasticité de l'ordre de 0,5 ou de –0,5 indique une réaction moins prononcée mais néanmoins significative. Lorsque l'élasticité est nulle, on en déduit que la demande n'est pas influencée par les fluctuations de la variable indépendante.

Étant donné que la demande ne réagit pas immédiatement à une variation des prix ou des revenus, on peut mesurer son élasticité à divers intervalles, par exemple, une ou deux années après la variation du prix ou du revenu (le court terme), de trois à cinq ou dix ans après la variation (le moyen terme) ou de 10 à 25 années après (le long terme). L'analyse qui suit porte sur les élasticités à long terme. Quel que soit l'horizon choisi, il importe de souligner que les élasticités calculées peuvent varier suivant la méthode qui est utilisée; elles peuvent aussi varier dans le temps et selon l'intervalle de prix ou de revenu qui est retenu. C'est donc à une gamme d'élasticités, plutôt qu'à des estimations ponctuelles, qu'il est préférable de s'arrêter[2].

Si l'on considère d'abord la demande globale d'énergie, on constate que les phénomènes observés par le passé montrent qu'à court terme, les variations de prix n'ont qu'un effet minime sur la consommation. À long terme, toutefois, l'élasticité-prix se situe entre –0,3 et –0,6 (tableau 7-5).

Lorsqu'on décompose la demande par secteur d'activité ou par forme d'énergie, on voit que les élasticités sont généralement plus élevées. Au fil des ans, la demande peut en effet se déplacer d'un secteur ou d'une forme d'énergie à l'autre, suivant l'évolution des prix relatifs ou d'autres forces du marché. Ces transferts s'annulent lorsqu'on calcule les élasticités de la demande globale.

Il existe plusieurs estimations de l'élasticité-prix de la demande pour les secteurs de la consommation finale d'énergie. D'après une étude récente entreprise pour le Conseil économique[3], ces estimations se chiffrent à environ –0,6 dans le secteur des ménages,

Tableau 7-5

Estimations de l'élasticité-prix et de l'élasticité-revenu à long terme de la demande d'énergie au Canada

	Élasticité-prix	Élasticité-revenu[1]
Demande globale	0,30 à 0,59	0,96
Secteurs		
Résidentiel	0,32 à 0,60	0,15 à 0,47
Commercial	0,40 à 1,06	1,16
Industriel	0,21 à 1,00	0,93
Transports		
routiers (essence)	0,70	1,10
ferroviaires	0,10	0,30
maritimes	0,20	0,90
aériens	0,20	3,70
Formes d'énergie		
Produits pétroliers	0,68	0,91
Électricité	0,57	0,80 à 1,70
Gaz naturel	0,33	..

1 Selon le cas, le « revenu » représente différents indicateurs du niveau de l'activité économique, par exemple, le produit intérieur réel, la production industrielle (secteur industriel) ou le revenu personnel disponible (secteur résidentiel).

SOURCE Compilé par le Conseil économique du Canada à partir de diverses sources.

de –0,4 à –0,8 dans le secteur commercial et de –0,5 à –1,0 dans le secteur industriel. Dans les transports, les élasticités-prix dépendent du mode de transport, car les facteurs technologiques et le choix et le prix des carburants varient d'un mode à l'autre. Les estimations qui nous ont été fournies par le personnel de l'Office national de l'énergie révèlent une faible élasticité-prix dans le transport maritime, aérien et ferroviaire, tandis qu'elle atteint environ –0,7 dans le transport routier, plus précisément à l'égard de la demande d'essence à moteur.

Les élasticités-prix de la demande de chacune des formes d'énergie diffèrent également d'une région à l'autre, ce qui témoigne de la disparité des ressources et des besoins à travers le pays. Dans la région de l'Atlantique, la demande de pétrole est assez inélastique, car les possibilités de remplacement sont limitées. Au Québec, par contre, elle se rapproche généralement de la moyenne nationale (–0,7), mais elle atteint –1,0 dans le secteur commercial, où le gaz et l'électricité concurrencent fortement l'huile. De même, la demande de pétrole est très flexible en Ontario et dans les provinces de l'Ouest.

Pour ce qui est des revenus, on mesure l'élasticité de la demande d'énergie en comparant celle-ci à divers indicateurs du niveau de l'activité économique. Pour la consommation globale, l'élasticité s'exprime le plus souvent en termes de variations du produit intérieur. Selon les estimations, elle est d'environ 1,0 à long terme, chiffre qui vient appuyer la tendance observée de la progression de la demande d'énergie à suivre une courbe plus ou moins parallèle à celle de la croissance économique.

Dans le secteur des ménages, l'élasticité-revenu, qui mesure l'effet des variations du revenu personnel disponible, est relativement faible parce que le chauffage et l'éclairage sont des services essentiels pour tous les ménages. La demande est plus flexible dans les secteurs commercial et industriel, où l'élasticité à long terme, qu'on obtient en comparant la demande d'énergie à l'activité de production du secteur, est de l'ordre de 1,0. Ce lien observé entre la consommation et la production laisse supposer qu'une production deux fois plus grande ferait doubler la demande d'énergie, mais on peut douter que ce rapport se maintienne à l'avenir car il semble désormais possible, grâce aux nouvelles techniques à meilleur rendement énergétique, d'assurer la croissance économique sans augmenter la demande d'énergie d'autant.

Dans le secteur des transports, la sensibilité de la demande à l'évolution de l'activité économique varie selon le mode. Dans les transports routiers et maritimes, l'élasticité-revenu est autour de 1,0. Pour le transport aérien, elle est beaucoup plus marquée, car le niveau d'activité de ce secteur est largement fonction du niveau des revenus. En revanche, la demande d'énergie dans le transport ferroviaire est moins sensible et son élasticité, mesurée en fonction de la production de certains secteurs clés, est d'environ 0,6.

Par le passé, l'électricité s'est avérée la forme d'énergie dont la demande est la plus sensible à la croissance économique; on estime généralement que son élasticité-revenu est supérieure à 1,0. En période de croissance économique, la demande d'élasticité a donc tendance à croître plus rapidement que celle des autres formes d'énergie.

Bref, l'examen des estimations empiriques de la sensibilité de la demande confirme que les variations de prix ou de revenu amènent les consommateurs à modifier leur comportement, du moins à long terme. À l'égard de certains secteurs et de certaines formes d'énergie, ces mutations de la demande peuvent être très prononcées. Cela laisse à entendre – et c'est d'ailleurs la conclusion qui se dégage de notre analyse de l'offre – que les politiques énergétiques peuvent influer sur le marché par l'intermédiaire des prix. Dans la plupart des cas, les prix sont donc un moyen efficace d'équilibrer le marché de l'énergie, d'encourager une utilisation efficiente des ressources et de favoriser, par voie de substitution, l'implantation des formes d'énergie les plus économiques.

L'étude des élasticités confirme aussi qu'on ne trouve pas, sur le marché de l'énergie, un point d'équilibre unique. Le marché évolue constamment en fonction des variations des prix relatifs et des revenus, du progrès technologique et du jeu d'autres facteurs. Il faut donc s'attendre à une transformation structurelle du marché, quelles que soient les hypothèses formulées au point de départ.

Scénarios de la demande future

Il est difficile de prédire l'orientation future de la demande de l'énergie en raison du haut degré d'incertitude qui entoure l'évolution future des prix et des revenus. Rares sont ceux qui, par le passé, ont réussi à prévoir de façon précise la situation ou les tendances qu'on observe aujourd'hui. C'est pourquoi il faut soumettre les prévisions de la demande d'énergie à une révision périodique à mesure que se renouvellent les renseignements et données relatifs aux marchés, tant nationaux qu'internationaux.

La plupart des prévisions de la demande d'énergie future sont établies à partir de modèles économétriques qui permettent d'estimer la demande future à l'aide de données historiques et de diverses hypothèses « exogènes » relatives à l'économie et aux politiques publiques. Les modèles économétriques sont utiles pour prévoir la demande future, mais ils présentent une caractéristique peut-être encore plus importante du fait qu'ils permettent de déceler certaines tendances fondamentales et d'étudier l'évolution de la demande et ses réactions éventuelles aux fluctuations des prix, des revenus et d'autres variables.

Pour mieux comprendre le caractère dynamique de la demande d'énergie, nous avons utilisé le modèle « Interfuel Substitution Demand » (IFSD) du ministère fédéral de l'Énergie, des mines et des ressources. Nous avons tenté de dégager les tendances générales de la demande en nous fondant sur trois scénarios. Pour simplifier l'analyse, nous avons postulé, dans les trois cas, le maintien des politiques en vigueur : prix pétroliers déterminés au Canada (et fixés à 75 % du prix mondial dans le cas de l'ancien pétrole classique), prix du gaz naturel définis en fonction des ententes fédérales-provinciales en vigueur (ce qui suppose que le rapport des prix du gaz et du pétrole à Toronto se situe à 65 %[4]), prix de l'électricité établis selon les méthodes actuelles d'évaluation des coûts et de calcul des prix, et ainsi de suite. Toutefois, nous étudions trois différentes tendances futures du prix international du pétrole. Dans le scénario de référence, nous posons l'hypothèse que le prix international du pétrole ne variera pas en chiffres réels. Dans les deux autres scénarios, nous supposons que, d'ici l'an 2000, le prix du pétrole croîtra, et fléchira, respectivement, de 5 % par année en valeur réelle. Dans les trois scénarios, nous postulons que le taux de croissance économique sera de 3 %, en moyenne, au cours de cette période et que l'inflation progressera à une cadence moyenne de 4 % l'an.

D'après le scénario de référence, la demande d'énergie primaire atteindrait environ 15 900 pétajoules en l'an 2000 (tableau 7-6), ce qui supposerait un taux de croissance annuel de 3,3 %. Il s'agit là, sans doute, d'une estimation plutôt élevée mais elle est plus ou moins conforme aux projections récentes du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources[5]. Notons que cette progression est attribuable en partie à un accroissement relatif de la demande d'hydroélectricité, qui entraîne une augmentation relative des pertes de chaleur fictives qu'on associe à la production hydroélectrique. La demande d'énergie secondaire, qui n'inclut pas de telles pertes, croît à un rythme de 2,8 % par année.

Si on postule que le prix international du pétrole augmente de 5 % par année, en chiffres réels, la demande d'énergie primaire en l'an 2000 est inférieure d'environ 11 % à celle que projette le scénario de référence. Les prix plus élevés stimulent l'économie d'énergie et les substitutions mais cet effet se manifeste lentement, en raison des délais nécessaires pour remplacer les biens durables, améliorer les techniques et laisser les marchés s'adapter aux nouveaux prix.

Dans le scénario de baisse des prix pétroliers, la demande d'énergie primaire augmente de 6 % seulement, par rapport au résultat du scénario de référence. Cette faible réaction de la demande indique que les hausses de prix qui ont marqué la fin des années 70 font encore sentir leurs effets.

Il ressort des simulations que les effets de substitution entre diverses formes d'énergie primaire se poursuivront. Dans le scénario de référence, la consommation de pétrole poursuit sa tendance à la baisse, sa part dans la demande d'énergie primaire passant de 35 % en 1983 à 28 % en l'an 2000. Bien sûr, dans une conjoncture d'accroissement des prix, la diminution serait plus marquée, puisque la part du pétrole passerait à 25 % en l'an 2000. Dans l'éventualité d'une chute des prix, les consommateurs d'énergie seraient moins incités à remplacer le pétrole par d'autres formes d'énergie mais on constate néanmoins une baisse relative de la demande de pétrole dans le scénario de baisse des prix.

L'importance moindre du pétrole relativement à la consommation globale d'énergie entraînera inévitablement un accroissement de la part du marché d'une ou de plusieurs autres formes d'énergie. Il semblerait toutefois que si l'on maintient un rapport de 65 % entre les prix du gaz et du pétrole, la croissance du marché du gaz naturel s'avérera difficile. Dans les trois scénarios, en effet, la part du marché revenant au gaz

Tableau 7-6

Demande d'énergie et répartition du marché énergétique au Canada suivant trois scénarios de prix

	1983[2]	Variation du prix du pétrole, 1983-2000[1]		
		Baisse	Prix stables	Hausse
Demande totale (en PJ)				
Énergie primaire[3]	9 190	16 910	15 900	14 140
Énergie secondaire[4]	5 890	10 580	9 350	7 820
Taux de croissance annuel moyen (%)				
Énergie primaire	...	3,6	3,3	2,6
Énergie secondaire	...	3,5	2,8	1,7
Énergie primaire — parts du marché des sources d'énergie				
Charbon	11	10	10	10
Pétrole	35	34	28	25
Gaz naturel	19	20	21	20
Énergie hydroélectrique	26	22	25	28
Énergie nucléaire	5	11	13	14
Autres	4	3	3	3
Total	100	100	100	100
Énergie secondaire — parts du marché des secteurs				
Résidentiel	22	16	16	17
Commercial	16	15	16	16
Industriel	35	37	40	42
Transports	27	31	28	25
Total	100	100	100	100

1 Le scénario de prix réduit postule une baisse annuelle réelle de 5 %, tandis que le scénario de prix élevé postule une hausse de 5 %. Le scénario de référence se fonde sur une hypothèse de prix stables. Pour ce qui est des prix de l'électricité, la variation annuelle réelle moyenne estimée pour la période étudiée est de 0,8 dans le cas du scénario de référence, et de 1,1 et 0,3 dans les cas du scénario de baisse des prix et de hausse des prix, respectivement.
2 Chiffres provisoires.
3 L'énergie hydroélectrique et l'énergie nucléaire utilisée dans la production d'électricité sont calculées en fonction de 10,5 MJ/kWh.
4 L'énergie électrique est calculée en fonction de 3,6 MJ/kWh.
SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada.

naturel demeure près de 20 %. Il existe, certes, des obstacles d'ordre technique et économique à l'implantation du gaz naturel dans certains marchés, mais on serait néanmoins en droit de s'attendre à un renforcement de la demande si les prix étaient déterminés par le jeu des forces du marché.

Si les politiques actuelles sont maintenues, la demande se portera du côté de l'électricité produite dans les centrales hydrauliques et nucléaires. La part globale de l'énergie primaire tenue par ces deux sources d'électricité passerait de 31 % en 1983 à une fourchette se situant entre 33 et 42 % en l'an 2000. Dans le cas de l'hydroélectricité, la hausse relative est liée à l'augmentation éventuelle des prix du pétrole, tandis que pour l'électricité produite par les centrales nucléaires, la part de l'énergie primaire s'accroît quel que soit le prix du pétrole, atteignant entre 11 et 14 % en l'an 2000, comparativement à 5 % en 1983. Les résultats sont fondés sur des estimations selon lesquelles les tarifs réels de l'électricité diminueront légèrement au cours de la période étudiée, si l'on maintient les politiques actuelles.

Au cours des prochaines années, on peut également s'attendre à une évolution de la répartition sectorielle de la demande d'énergie secondaire, laquelle augmenterait en moyenne de 1,7 à 3,5 % par année. Dans chacun des trois scénarios, la part de l'énergie globale consommée par les ménages devient moins importante. Toutefois, la part du secteur industriel, qui se situe actuellement à 35 %, augmente pour atteindre entre 37 et 42 %, ce qui témoigne de la sensibilité de ce secteur aux taux de croissance économique postulés. Quant aux parts du secteur commercial et du secteur des transports, elles ne varient guère.

Les résultats de l'analyse des simulations nous amènent à souligner de nouveau le dynamisme du marché de l'énergie. Les variations de la demande se

produisent graduellement, parfois même avec des retards considérables mais, de façon générale, le marché réagit à l'évolution des prix et de la conjoncture économique. À l'heure actuelle, cette transformation de la demande se manifeste principalement par l'effort de remplacement du pétrole, les produits pétroliers étant devenus relativement coûteux sur la plupart des marchés. Le gaz semblerait être la forme d'énergie de remplacement tout indiquée dans la plupart des secteurs et des régions, mais nous rappelons que la croissance des marchés du gaz s'avérera difficile à moins qu'on ne révise la politique de prix; compte tenu de ce facteur, c'est sans doute l'électricité qui pourrait davantage accroître ses débouchés.

L'économie d'énergie au Canada

Le Canada consomme de grandes quantités d'énergie. Sa demande d'énergie primaire par unité de production intérieure est supérieure à celles d'autres nations industrialisées : 12 % de plus que celle des États-Unis, 23 % de plus que celle du Royaume-Uni et deux fois plus que celles du Japon, de l'Allemagne fédérale ou de la France (tableau 7-7). Cette situation, qui dure depuis plusieurs années, pourrait laisser croire que les Canadiens gaspillent une bonne part de l'énergie qu'ils consomment et qu'il leur reste beaucoup à faire en matière de conservation d'énergie. Il faut toutefois tenir compte de plusieurs facteurs au moment de faire des comparaisons internationales de la consommation d'énergie. Au premier plan, le climat et la densité relativement faible de la population, deux facteurs qui, à eux seuls, peuvent expliquer pourquoi le Canada consomme plus d'énergie que certains autres pays. Parmi les autres facteurs à considérer, il y a la structure de l'industrie énergétique et celle de l'économie dans son ensemble, qui est déterminée en partie par le coût de l'énergie.

Examinons d'abord la contribution de l'industrie de l'énergie à cette situation. Dans l'ensemble, le Canada extrait ou produit et transforme les produits énergétiques dont il a besoin; il est également exportateur net d'énergie. Ces activités exigent, en elles-mêmes, une forte consommation d'énergie. Par ailleurs, le Canada consomme et produit, en termes relatifs, de grandes quantités d'énergie hydroélectrique. Lorsque celles-ci sont exprimées en équivalent thermique, comme on le fait dans les comparaisons d'énergie primaire, on se trouve à ajouter de considérables pertes de chaleur fictives. La plupart des autres pays industrialisés importent une plus grande partie des produits énergétiques dont ils ont besoin et utilisent beaucoup moins d'hydroélectricité. C'est en ce sens que les comparaisons d'énergie primaire sont quelque peu faussées[6]. Si l'on compare la consommation d'énergie secondaire par unité de production d'un pays à l'autre, on voit que le Canada demeure en tête, mais les écarts par rapport aux autres pays sont amoindris.

Tableau 7-7

Indices de la consommation d'énergie primaire et secondaire par unité de production dans huit pays industrialisés, 1979

	Énergie primaire	Énergie secondaire
Canada	100	100
États-Unis	89	98
République fédérale d'Allemagne	49	57
France	48	57
Royaume-Uni	81	88
Italie	63	76
Japon	48	53
Suède	65	67

SOURCE Bobbi Cain, « International Energy Comparisons: A View of Eight Industrialized Countries », Document nº 222, Conseil économique du Canada, Ottawa, décembre 1982.

Le niveau élevé de consommation énergétique dans l'activité économique canadienne s'explique également par l'abondance des ressources. Dans le passé, l'énergie était disponible à des coûts relativement peu élevés, ce qui a influé sur le développement de l'économie. Les secteurs à forte consommation d'énergie constituent une importante branche de l'économie, notamment les pâtes et papier, les mines et les métaux, qui à eux seuls représentent environ 50 % de la demande globale d'énergie dans l'industrie canadienne. En outre, un volume considérable des biens produits par les industries à forte consommation d'énergie est destiné aux marchés étrangers, de sorte qu'une bonne part de l'énergie consommée au Canada est finalement exportée sous cette forme.

En raison de l'accès facile à l'énergie à bon marché, il n'était pas rentable ou, à tout le moins, pas autant qu'ailleurs, d'appliquer des mesures d'économie d'énergie et de favoriser l'utilisation de machines à meilleur rendement énergétique, l'isolation des maisons, le recours à des voitures plus petites et ainsi de suite. En ce sens, ils nous semble que les écarts entre le Canada et d'autres pays en matière de consommation d'énergie découlent des forces normales du marché. Toutefois, dans les cas où le coût de l'énergie au Canada a été subventionné – par exemple, par le maintien des prix du pétrole en deçà du cours mondial et des prix de l'électricité à un niveau inférieur aux coûts réels –, on peut affirmer sans grand risque de se tromper qu'il y a effectivement eu « gaspillage » de ressources. Il s'agit cependant là d'un problème lié à la

politique énergétique et non au comportement du marché.

Depuis 1973, le Canada, comme la plupart des autres pays, a dû s'adapter à la hausse des prix de l'énergie. La demande a été réduite et des techniques offrant un meilleur rendement énergétique ont été adoptées. Globalement, la consommation d'énergie primaire par unité de production économique (mesurée en fonction du produit intérieur réel) a baissé en moyenne de 1,3 % par année entre 1973 et 1982 (tableau 7-8). La conservation d'énergie s'est accentuée dans toutes les régions du Canada, mais à des degrés divers. Dans les provinces de l'Atlantique, on a déployé des efforts spéciaux parce que l'économie d'énergie est souvent la seule solution de rechange à la consommation de pétrole. Dans cette région, le rapport de la consommation d'énergie au PIR a fléchi de 3,1 % par année. Dans les autres provinces, à l'exclusion de l'Alberta, la baisse relative de la consommation énergétique s'est située entre 1,0 et 1,5 % par année. En Alberta, la baisse annuelle a été plus prononcée, soit 2,8 %, en raison sans doute de l'évolution structurelle de l'économie provinciale.

Tableau 7-8

Consommation d'énergie primaire par unité de produit intérieur réel au Canada suivant la région, 1973 et 1982

En mégajoules par dollar (valeur de 1971)

	Indice de consommation		Baisse annuelle moyenne 1973-1982 (en %)
	1973	1982	
Provinces de l'Atlantique	119	90	3,1
Québec	95	84	1,4
Ontario	72	66	1,0
Manitoba	83	76	1,0
Saskatchewan	104	91	1,5
Alberta	112	87	2,8
Colombie-Britannique et Territoires	84	73	1,5
Canada	87	77	1,3

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données de Statistique Canada et du Conference Board du Canada.

Les mesures qui ont été prises pour économiser l'énergie, tout comme les résultats obtenus, ont varié d'un secteur à l'autre. Dans le secteur des ménages, des moyens simples comme l'utilisation plus économique des appareils ménagers et de l'éclairage, le réglage des thermostats à des températures moins élevées et l'élimination des fuites d'air ont été employés. On a également entrepris des investissements plus importants dans l'isolation des maisons ou le remplacement des chaudières de chauffage, grâce en partie à des subventions fédérales distribuées aux propriétaires de maison dans le cadre du « programme d'isolation thermique des résidences canadiennes » (PITRC) et du « programme canadien de remplacement du pétrole » (PCRP). Entre 1973 et 1982, ces mesures ont entraîné, globalement, une réduction de quelque 13 % de la consommation énergétique moyenne des ménages canadiens (tableau 7-9).

Tableau 7-9

Indicateurs de l'économie d'énergie au Canada[1] suivant le secteur, 1973 et 1982

	Indice de consommation		Réduction, 1973-1982 (en %)
	1973	1982	
Secteur résidentiel (en GJ par ménage)	184	160	13
Secteur commercial (en MJ par dollar de production réelle)[2]	16,9	15,4	9
Secteur industriel[3] (en MJ par dollar de production réelle)[2]	62,8	58,7	7
Transports routiers (en GJ par véhicule)	116	89	23

1 Les indicateurs sont calculés selon la consommation d'énergie secondaire.
2 En dollars de 1971.
3 Dans le cas du secteur industriel, la comparaison touche aux années 1973 et 1981. En 1982, en raison d'une chute abrupte de la production industrielle et du retard dans la réaction de la demande à ce changement, l'indice d'intensité énergétique est remonté provisoirement à son niveau de 1973.

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données de Statistique Canada.

Dans le secteur commercial, les mesures d'économie ont aussi été axées principalement sur le chauffage, la climatisation et l'éclairage. Des améliorations ont été réalisées dans la gestion de l'énergie avec le soutien technique et financier de divers programmes publics. Pour donner l'exemple, le gouvernement fédéral a réduit sa propre consommation d'énergie de 18 % entre 1975 et 1981[7].

Il est difficile, toutefois, de mesurer l'ampleur de l'économie d'énergie dans le secteur commercial, car on ne dispose pas d'indicateurs évidents du niveau de consommation d'énergie par rapport à l'activité sectorielle. Si l'on choisit la consommation d'énergie par dollar de production commerciale – on pourrait tout aussi bien prendre la consommation par mètre

carré ou par employé –, on estime qu'une baisse d'environ 9 % est survenue entre 1973 et 1982.

Dans le secteur industriel, l'énergie sert surtout à produire de la chaleur de traitement et c'est sur la conservation et le recyclage de cette chaleur qu'ont porté les efforts. Les chefs d'entreprise ont collaboré avec les autorités fédérales, dans le cadre de divers groupes de travail sur les économies d'énergie industrielle, pour fixer des objectifs et diffuser l'information sur les techniques et procédés nouveaux. Des programmes conjoints fédéraux-provinciaux de vérification énergétique ont également été mis sur pied relativement à l'inspection de l'isolation des bâtiments, ainsi que des systèmes de chauffage et de climatisation. La consommation d'énergie par dollar de production industrielle n'a cependant fléchi que de 7 % depuis 1973. La majeure partie des économies d'énergie réalisées est attribuable à des mesures simples et peu coûteuses. On pourra réaliser d'autres améliorations de ce genre, mais il faudra des investissements additionnels plus importants pour obtenir des réductions sensibles à l'avenir. À l'heure actuelle, les chefs d'entreprise semblent réticents à s'engager dans cette voie.

Enfin, la hausse des prix du pétrole a eu un effet particulièrement prononcé sur la demande d'énergie dans le secteur des transports. Dans le cas des véhicules automobiles, par exemple, des mesures simples comme la réduction de la vitesse et le covoiturage ont été prises très tôt. On a observé, sur une période plus étendue, une tendance à l'utilisation de véhicules plus petits, plus légers et à meilleur rendement énergétique. Depuis 1973, la baisse moyenne de la consommation d'énergie par véhicule routier a été de 23 %.

On peut donc conclure que, si le Canada consomme relativement plus d'énergie que la plupart des autres pays, ses habitudes de consommation sont essentiellement liées aux prix et aux autres forces du marché, et pas forcément à des habitudes de gaspillage. Depuis 1973, les prix ont augmenté et il s'en est suivi une baisse de la consommation d'énergie; ce changement se poursuit à mesure qu'on améliore ou remplace les maisons, les voitures et les usines. Néanmoins, il y a toujours lieu de se demander s'il existe sur les marchés des problèmes qui amènent les consommateurs à utiliser trop d'énergie ou des produits énergétiques qui ne sont pas véritablement les plus économiques.

Le potentiel de conservation et de substitution interénergétique

Certains soutiennent qu'une part importante du potentiel économique de conservation d'énergie et de substitution interénergétique, au Canada et ailleurs, demeure non exploitée et que cette situation durera tant qu'on n'aura pas pris les mesures appropriées[8]. Selon ces observateurs, les obstacles à la mise au point de nouvelles solutions énergétiques comprennent non seulement les distorsions des prix des sources traditionnelles mais aussi des facteurs découlant de contraintes institutionnelles et d'un manque d'information, qui entravent le bon fonctionnement du marché.

Pour mieux cerner le potentiel économique de la conservation d'énergie et des substitutions interénergétiques et pour identifier les conditions nécessaires à l'exploitation de ces solutions, nous nous sommes penchés sur le secteur des ménages, le secteur industriel et le secteur des transports et nous avons retenu, dans chaque cas, un ensemble de techniques qui permettent de réduire la consommation des produits énergétiques traditionnels[9]. Nous avons examiné les appareils de chauffage résidentiel et les systèmes industriels de cogénération, de récupération de la chaleur dégagée et de production d'énergie à partir des déchets solides, ainsi que les carburants de rechange pour les véhicules automobiles – carburant diesel, propane, gaz naturel comprimé et méthanol.

Nous avons étudié la compétitivité des techniques du point de vue social en fonction d'une période d'investissement débutant en 1995, contrairement aux autres chapitres de notre rapport, où l'horizon analytique s'étend jusqu'à cette date. Il nous semble utile ici de sonder un avenir plus lointain en raison des délais qui doivent s'écouler avant que de nouvelles techniques ne soient mises au point et ne s'implantent sur le marché. Il est possible que des mesures prises dès aujourd'hui puissent faciliter l'adoption de ces techniques à mesure qu'elles s'avéreront pleinement profitables.

En mettant l'accent sur les coûts sociaux, nous faisons abstraction dans nos calculs des taxes et autres transferts à l'État. Ces éléments, toutefois, interviennent dans l'analyse lorsque nous établissons un lien entre le potentiel à long terme des techniques et leur performance actuelle sur le marché.

La compétitivité des nouvelles options énergétiques en 1995 sera déterminée en grande partie par le coût social des formes d'énergie traditionnelles. Le prix international du pétrole, notamment, jouera un rôle déterminant. Dans notre scénario de référence, nous supposons que le cours mondial du pétrole demeurera constant, en termes réels, au cours de la période étudiée. Le prix postulé – 215 $/m^3$ (34 $ le baril) en dollars canadiens de 1981 – n'est que légèrement plus élevé que le prix en vigueur au milieu de l'année 1984[10]. Nous analysons également, en termes généraux, l'effet qu'une hausse du prix mondial du pétrole aurait sur la compétitivité des techniques retenues.

Nous supposons que la valeur économique du gaz naturel après 1995 sera équivalente à 85 % de celle du

pétrole, plutôt que 65 %, comme à l'heure actuelle[1]. Ce faisant, nous postulons implicitement que l'excédent actuel de gaz aura été résorbé grâce à une baisse des prix d'ici à 1995, mais qu'il se produira une reprise des exportations vers les États-Unis qui aura pour résultat de raffermir les prix au milieu des années 90.

Le coût social futur de l'électricité sera fonction, dans chaque région, d'une gamme de conditions relatives à l'offre et à la demande. À l'heure actuelle, le coût marginal est faible dans plusieurs provinces en raison d'une offre excédentaire, mais la demande augmente et on peut prévoir que la situation se corrigera. Au chapitre 6, nous avons indiqué qu'à long terme, le coût véritable de l'électricité dépassera vraisemblablement le prix actuel. Dans l'analyse qui suit, nous considérons deux ensembles de coûts futurs de l'électricité pour les différentes régions : l'un correspondant aux prix actuels du marché et l'autre, aux prix actuels du marché plus 30 %. Notre analyse suppose un taux d'actualisation social réel de 10 %.

Les appareils de chauffage résidentiel

De nombreuses possibilités sont offertes aux propriétaires de maison pour réduire leurs dépenses de chauffage. Parmi celles-ci, on retrouve trois types d'appareils de chauffage peu répandus aujourd'hui : la chaudière à gaz naturel à condensation, la thermopompe et l'appareil de chauffage central au bois. Les deux premiers appareils suscitent notre intérêt en raison de leur rendement énergétique élevé. Le chauffage au bois, en revanche, est surtout un moyen de remplacer le mazout ou l'électricité dans les régions rurales du pays; à l'heure actuelle, le bois est l'unique source d'énergie viable pouvant remplacer les formes courantes dans les résidences canadiennes, puisque l'énergie solaire et l'énergie géothermique n'offrent à cet égard que des promesses très restreintes, tout au moins pour les 15 ou 20 prochaines années.

La chaudière à gaz à condensation, la thermopompe et l'appareil de chauffage central au bois font concurrence au chauffage traditionnel au mazout, au gaz ou à l'électricité. La compétitivité des différents modes de chauffage varie évidemment d'une région à l'autre en raison des différences quant aux besoins et aux coûts (tableau 7-10). Les coûts d'approvisionnement des diverses options comprennent les coûts de l'équipement, de l'entretien et de l'énergie, répartis sur une période de 20 ans, soit la durée de vie présumée des immobilisations.

Chauffage résidentiel

Le mazout, le gaz naturel et l'électricité sont les formes d'énergie les plus répandues pour le chauffage résidentiel au Canada. Le bois sert également de source de chaleur primaire ou d'appoint dans un nombre croissant de maisons.

Les *chaudières au mazout* ou *au gaz* couramment utilisées dans nos maisons ont un rendement thermique de l'ordre de 50 à 75 %, c'est-à-dire que l'énergie sous forme de mazout ou de gaz est convertie en chaleur utile dans une proportion de 50 à 75 %, selon la saison. La *chaudière à gaz à condensation*, qui n'est apparue sur le marché que tout récemment, a un meilleur rendement énergétique qui peut atteindre un niveau de 95 %. Elle permet de condenser et de récupérer les gaz qui, dans les appareils conventionnels, s'échapperaient par la cheminée. La chaudière à gaz à condensation fonctionne par allumage électrique plutôt qu'à l'aide d'une flamme veilleuse, ce qui permet de minimiser les pertes d'énergie entre les cycles de combustion.

La *thermopompe* est également un appareil de chauffage relativement nouveau. Elle se distingue des autres par sa capacité de fournir une température ambiante confortable toute l'année et par son rendement énergétique très élevé. La thermopompe est un appareil électrique qui produit un échange thermique en absorbant la chaleur contenue dans une source d'air et la dirigeant vers une autre source d'air. En hiver, la chaleur est extraite de l'air extérieur et distribuée à l'intérieur de la maison. En été, le mouvement est inversé et l'appareil sert de climatiseur. La thermopompe est un appareil tout particulièrement efficace pour le chauffage, car elle produit éventuellement plus d'énergie thermique qu'elle ne consomme d'énergie électrique. Elle fonctionne mieux en climat plus doux, de sorte qu'elle convient mieux au chauffage à Toronto qu'à Winnipeg, par exemple. Par temps très froid, il faut suppléer à la thermopompe par un appareil de chauffage d'appoint alimenté au mazout, au gaz ou à l'électricité. La thermopompe électrique est rattachée à un système d'appoint de chauffage électrique.

L'*appareil de chauffage central au bois* est un troisième mode de chauffage pouvant remplacer les appareils classiques alimentés au mazout, au gaz ou à l'électricité. Contrairement au poêle à bois, il est conçu pour assurer le chauffage principal de la résidence, bien qu'il soit généralement annexé à une source d'appoint, par exemple, un appareil de chauffage électrique à chambre de répartition d'air. L'utilisation du bois comme source de chaleur pose certains inconvénients à l'heure actuelle mais de nouvelles améliorations techniques pourraient la rendre plus pratique. Par exemple, des appareils mis au point récemment permettent l'utilisation de copeaux ou d'agglomérés de bois au lieu de bûches, ce qui facilite la distribution et le chargement du combustible. Les nouveaux systèmes, qui ne sont pas encore parfaitement mis au point, sont assez coûteux à l'heure actuelle. Toutefois, une intensification des travaux de recherche et de développement devrait entraîner une diminution des coûts dans les années qui viennent.

La chaudière à gaz à condensation est une option qui s'avère prometteuse sur le plan économique. Elle permet des réductions de coût importantes dans les provinces des Prairies, ainsi qu'au Québec et en Ontario. Son coût d'approvisionnement est de 20 à 35 % inférieur à celui du chauffage au mazout et de 10 à 12 % inférieur à celui du chauffage traditionnel au gaz. Les possibilités d'économie sont moindres en Colombie-Britannique (Vancouver) parce que les besoins de chauffage y sont moins grands et ne justifient pas la dépense supplémentaire pour une chaudière à rendement plus élevé.

Dans les provinces des Prairies, la chaudière à gaz à condensation semble être l'option la moins coûteuse, tandis qu'au Québec et en Ontario, l'avantage est peut être moins marqué en raison de la concurrence qu'exercent les appareils de chauffage électrique. Le chauffage par résistance, notamment, est actuellement utilisé dans nombre de résidences de ces deux provinces. Nous estimons, toutefois, que si les coûts sociaux de l'électricité en 1995 sont plus élevés qu'ils ne le sont présentement – et cela nous semble probable –, le chauffage électrique traditionnel serait plus coûteux que le chauffage au gaz naturel; l'écart pourrait être d'environ 20 % par rapport à la chaudière à condensation. Ainsi, dans une perspective à long terme, il est sans doute profitable de favoriser le gaz par rapport au chauffage électrique par résistance, là où le gaz est disponible.

La thermopompe ne peut être concurrentielle que si le propriétaire de maison est disposé, dès le départ, à acquérir un système de climatisation d'air. Dans notre calcul des coûts d'approvisionnement, par conséquent, nous retranchons un montant de 1 500 $ du coût initial de la thermopompe pour tenir compte de cet investissement. Dans ces conditions, la thermopompe semble offrir un certain potentiel, surtout dans le sud de l'Ontario (Toronto) où, même si les prix de l'électricité dépassaient de 30 % les prix actuels, elle pourrait concurrencer à la chaudière à gaz à condensation. On discerne aussi des possibilités dans certaines régions des provinces de l'Atlantique, où la thermopompe peut être moins coûteuse que le chauffage au mazout, ainsi qu'au Québec, où son coût est voisin de celui du chauffage au gaz naturel.

Dans les régions rurales, le bois de chauffage est meilleur marché que le mazout et peut-être même, à long terme, plus économique que l'électricité. Dans l'éventualité d'une hausse des coûts de l'énergie, le bois deviendrait de plus en plus avantageux, pour autant, bien sûr, que les ressources forestières soient exploitées de façon rationnelle.

Nos travaux ont révélé que les propriétaires et les acheteurs de maison ont avantage, non seulement à long terme mais dès maintenant, à installer une chaudière à gaz à condensation et, sur des marchés plus restreints, une thermopompe ou un appareil de chauffage au bois. Pourtant, encore aujourd'hui, les chaudières à gaz traditionnelles, qui sont moins efficaces, sont installées dans les nouvelles maisons ou sont substituées à des chaudières désuètes. Par ailleurs, dans certaines provinces, la préférence est accordée au

Tableau 7-10

Coûts sociaux d'approvisionnement pour divers modes de chauffage résidentiel en 1995 dans cinq villes canadiennes[1]

En dollars par GJ

	Halifax	Montréal	Toronto	Regina	Vancouver
Modes de chauffage traditionnels					
Mazout	16,10	15,70	15,80	14,80	17,20
Gaz naturel		13,60	13,50	10,70	12,40
Électricité					
Aux prix actuels	14,40	11,70	11,90	10,50	12,30
Aux prix actuels + 30 %	18,00	14,50	14,70	13,00	15,00
Chaudière à gaz à condensation		12,10	12,20	9,50	12,50
Thermopompe					
Aux prix actuels de l'électricité	11,90	11,40	10,80	10,30	11,90
Aux prix actuels de l'électricité + 30 %	13,70	13,10	12,10	12,10	13,00
Chauffage central au bois[2]	14,70	15,40	16,30	13,80	18,30

1 Les coûts d'approvisionnement, qui comprennent les coûts du capital, de l'entretien et de l'énergie, sont exprimés en dollars de 1981. Un montant de 1 500 $ est retranché du coût initial de la thermopompe, soit la valeur approximative d'un climatiseur d'air central.

2 Les coûts du chauffage au bois touchent aux régions rurales sises à proximité des centres urbains désignés.

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données tirées de Diener et Dupont, « Selected Energy Conservation and Alternative Energy Technologies ».

chauffage électrique par résistance ou aux appareils de chauffage à chambre de répartition d'air qui s'intègrent aux chaudières existantes en permettant le recours au mazout ou au gaz comme combustibles d'appoint – la bi-énergie. Ces solutions semblent plus coûteuses à long terme que d'autres modes de chauffage à haut rendement énergétique. Signalons toutefois que le chauffage par répartition d'air peut sembler intéressant à court terme dans les provinces où l'on dispose d'excédents d'énergie électrique et dans les maisons où on peut l'adjoindre au mazout pour accroître la sécurité de l'approvisionnement. Les coûts qu'occasionnerait à long terme une telle démarche, du point de vue de la demande d'énergie et des besoins de capacité électrique qui devraient éventuellement être comblés, risqueraient toutefois d'en neutraliser les avantages immédiats.

De façon générale, il nous semble que les mesures d'économie et de substitution interénergétique ont remporté moins de succès qu'on aurait pu le prévoir dans le secteur des ménages. Cela découle en grande partie, croyons-nous, d'un manque d'information ou de sensibilisation chez les consommateurs. Parce qu'il peut leur être difficile d'obtenir des renseignements fiables, ils hésitent à investir dans des appareils, comme la chaudière au gaz à condensation, qui ne leur paraissent pas offrir la garantie qu'ils pourront effectivement économiser de l'énergie et dont l'achat, de surcroît, a le plus souvent un caractère d'irréversibilité. De nombreux propriétaires de maison doutent par ailleurs que de tels investissements soient capitalisés dans la valeur de la maison, bien que l'on constate depuis quelques années la présence de signes positifs à cet égard. Lorsqu'il est à la recherche d'un nouveau système de chauffage, le consommateur choisit celui qui lui permettra de recouvrer le plus rapidement possible le coût de son investissement plutôt que celui qui minimisera ses coûts énergétiques à long terme. Une attitude semblable prévaut chez certains constructeurs qui décident de ne consacrer que des sommes restreintes à la conservation d'énergie dans les nouvelles maisons.

Ces dernières années, les gouvernements ont joué un rôle actif dans la diffusion de l'information aux consommateurs. Ces programmes devront se poursuivre si l'on veut tirer le plus grand parti possible des réductions des coûts de l'énergie. Dans le secteur des ménages, on peut dispenser l'information, par exemple, en proposant aux propriétaires et aux constructeurs des objectifs de rendement énergétique correspondant aux niveaux jugés les plus efficaces sur le plan économique, en fonction de la taille et de l'emplacement des maisons. Une telle approche pourrait s'intégrer (ou se substituer) à une révision éventuelle du code du bâtiment. À notre avis, s'ils sont bien informés et si les prix correspondent aux coûts véritables, les consommateurs prendront les décisions les plus appropriées. En outre, les programmes de subventions directes aux consommateurs, tels le PCRP et le PITRC, pourraient éventuellement être abandonnés. Une partie des fonds pourrait être réaffectée à la recherche appliquée ou à l'aide aux entrepreneurs aux premières étapes de la

Cogénération

Dans l'industrie, la vapeur et la chaleur sont requises pour une vaste gamme d'opérations. Par exemple, les industries des aliments et boissons utilisent de l'eau chaude et de la vapeur à basse température; dans les pâtes et papiers, les produits chimiques et la première transformation des métaux, on se sert de la vapeur à température moyenne ou élevée et de la chaleur directe. Dans une usine typique, les chaudières à basse pression produisent la vapeur requise pour répondre aux besoins de l'usine.

Les entreprises industrielles ont également besoin d'électricité pour d'autres usages, y compris la puissance motrice et l'éclairage. Elles se procurent habituellement l'énergie nécessaire auprès d'une compagnie d'électricité.

La cogénération est un procédé permettant de combiner l'approvisionnement en vapeur et en électricité pour en obtenir un rendement énergétique hautement efficace. De façon générale, une usine qui exploite un système de cogénération produit, à l'aide d'une chaudière à haute pression, de la vapeur servant directement à actionner une turbine, qui à son tour produit de l'électricité. La vapeur qui s'échappe de la turbine sert ensuite à actionner diverses machines industrielles. Il est rare qu'il se produise un équilibre parfait entre les demandes respectives de vapeur et d'électricité d'une usine dotée d'un système de cogénération, de sorte qu'il existe généralement un surplus ou un manque d'électricité. L'entreprise doit donc négocier une entente avec une compagnie d'électricité locale pour vendre l'excédent net d'électricité ou acheter la quantité requise.

La cogénération est un procédé souple ayant un bon rendement énergétique. La chaudière peut être alimentée à l'aide de divers combustibles (gaz naturel, diesel ou déchets) et l'installation de la turbine n'entraîne qu'une hausse relativement faible des coûts. Le système permet de convertir en vapeur et en électricité jusqu'à 82 % de l'énergie consommée. Il est relativement plus avantageux que la génératrice thermique ordinaire, dont le taux de rendement est d'au plus 35 %.

De façon générale, la cogénération convient mieux aux usines qui utilisent beaucoup de vapeur. Ainsi, la base de données sur laquelle se fonde notre étude ne comprend que les usines qui consomment au moins 45 000 kg de vapeur par heure. Au Canada, le nombre de ces usines est inférieur à 500.

commercialisation des techniques prometteuses. Ces mesures pourraient s'étendre à d'autres marchés, dans l'espoir que les consommateurs, disposant d'une meilleure information et encouragés par la révision des prix, soient davantage incités à adopter eux-mêmes des solutions de rechange aux sources traditionnelles d'énergie.

La cogénération industrielle

En Amérique du Nord, l'importance relative du procédé de la cogénération diminue progressivement depuis 1880 environ, alors que les génératrices industrielles produisaient 60 % de la puissance totale requise, dont la moitié par cogénération. On estime qu'à l'heure actuelle, la part de l'énergie électrique produite par cogénération au Canada est d'à peu près 1,5 %.

C'est au moment du remplacement des chaudières qu'on peut évaluer la rentabilité économique d'un système de cogénération, en comparant les coûts de l'usine avec et sans un tel système. Notre évaluation est fondée sur un échantillon de données de ce genre relatives à des entreprises canadiennes. Le coût de la cogénération dépend du choix de combustible utilisé dans les chaudières pour générer l'énergie additionnelle que nécessite la production d'électricité; nos calculs sont fondés sur le recours au gaz naturel[12].

On évalue le potentiel technique global de production d'électricité par cogénération dans le secteur industriel à environ 4 150 mégawatts (MW) de puissance et 29 450 gigawatts-heure (GWh) d'énergie annuelle (tableau 7-11). Ces estimations correspondent, respectivement, à 4,9 et 7,8 % de la puissance et de l'énergie électrique globales produites au Canada en 1982. On ne trouve dans l'industrie que 800 MW et 4 900 GWh à l'heure actuelle.

Suivant les hypothèses que nous avons posées pour les coûts futurs du gaz, environ 97 % du potentiel technique de cogénération pourrait être exploité à un coût de production de moins de 4,5 cents le kilowatt-heure (kWh) et 85 %, à un coût inférieur à 3,5 cents/kWh (graphique 7-2). La compétitivité des projets de cogénération sera fonction du coût futur de l'électricité produite au moyen des méthodes traditionnelles. En utilisant les prix actuels de l'électricité comme estimation des coûts futurs, on constate que seulement 20 %, environ, du potentiel technique s'avère économiquement viable, ce qui équivaut plus ou moins au potentiel actuellement en place. En revanche, si l'on suppose que les coûts de l'électricité en 1995 dépasseront de quelque 30 % les prix actuels, le potentiel de production rentable de cogénération grimpe à quelque 80 %, soit 3 350 MW et 24 140 GWh par année. Ce potentiel additionnel pourrait être implanté progressivement, tout au long du cycle de remplacement des chaudières industrielles, qui s'étend sur une période de 15 à 20 ans.

La cogénération devient relativement moins avantageuse dans le scénario où l'on prévoit une hausse des prix réels du pétrole et du gaz, du fait que cette technique de production de l'électricité suppose une

Tableau 7-11

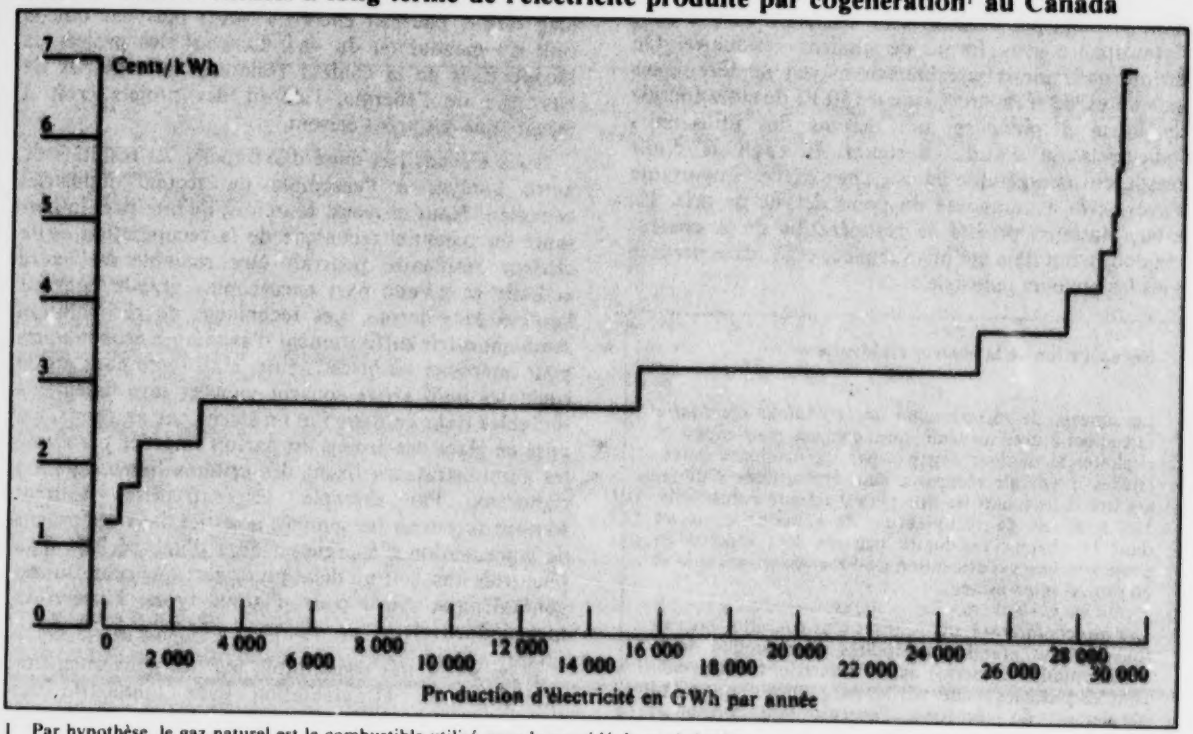
Potentiel de production d'électricité par cogénération au Canada suivant la province

	Prix actuel de l'électricité dans le secteur industriel[1] (cents/kWh)	Potentiel					
		Aux prix actuels[2]		Aux prix actuels plus 30 %		Global	
		MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Nouvelle-Écosse	3,6	220	1 420	220	1 460	220	1 510
Nouveau-Brunswick	3,3	100	650	130	850	140	900
Québec	2,6	60	450	560	3 740	670	4 920
Ontario	2,8	190	1 480	1 130	8 600	1 510	10 880
Manitoba	1,9	–	–	–	–	60	450
Saskatchewan	3,0	20	130	40	330	50	360
Alberta	2,4	210	1 730	370	2 970	450	3 280
Colombie-Britannique	2,4	40	290	900	6 190	1 050	7 150
Canada[3]	...	840	6 150	3 350	24 140	4 150	29 450

1 Prix en vigueur au milieu de 1983, exprimés en cents de 1981.
2 Nous supposons que le gaz naturel est le combustible utilisé pour le procédé de cogénération.
3 À l'exclusion de Terre-Neuve et de l'Île-du-Prince-Édouard.
SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données tirées de Diener et Dupont, « Selected Energy Conservation and Alternative Energy Technologies ».

Graphique 7-2

Offre et coût éventuels à long terme de l'électricité produite par cogénération[1] au Canada



1 Par hypothèse, le gaz naturel est le combustible utilisé pour le procédé de cogénération.
SOURCE Diener et Dupont, « Selected Energy Conservation and Alternative Energy Technologies ».

forte consommation de combustibles. Nous croyons néanmoins que la cogénération pourrait, à long terme, répondre à une part croissante de la demande d'électricité. Les perspectives à court terme sont certes moins favorables en raison de l'excédent d'électricité qui existe dans la plupart des régions. Non seulement les entreprises industrielles obtiennent-elles leur énergie à des prix avantageux, mais les services publics d'électricité sont réticents à acheter l'énergie excédentaire provenant des installations de cogénération; or, la possibilité de vendre ces excédents représente parfois une condition nécessaire à la rentabilité financière des projets. Si les excédents des services publics s'épuisent et si les prix de l'électricité augmentent, on verra sans doute les marchés procéder graduellement aux adaptations nécessaires. Toutefois, le potentiel de cogénération ne pourra être pleinement exploité que si les investisseurs connaissent bien les techniques, les coûts et les bénéfices de la cogénération. La collaboration et la participation des services publics d'électricité seront essentielles à cet égard, tout comme elles le seront pour la mise sur pied des projets et de leur raccordement aux réseaux de distribution. Les gouvernements provinciaux pourraient intervenir par l'entremise des organismes de réglementation afin d'assurer que soient prises les mesures qui s'imposent.

Les efforts concertés du secteur industriel, des entreprises publiques d'électricité et des gouvernements pourraient favoriser l'adoption des techniques de cogénération et permettre ainsi, par l'implantation d'installations de production plus petites et plus décentralisées, d'accroître la flexibilité de l'approvisionnement en électricité. On pourrait aussi se pencher sur d'autres techniques de production d'électricité à faible échelle, mais néanmoins prometteuses, comme les minicentrales hydroélectriques. On ne peut s'attendre à ce que la cogénération ou les minicentrales fournissent une part importante de l'approvisionnement global en électricité mais, dans des cas particuliers, ces techniques peuvent répondre de façon adéquate aux besoins des utilisateurs et devraient, par conséquent, être encouragées.

La récupération de la chaleur résiduaire

Une part importante de l'énergie qui est consommée annuellement par l'industrie est dispersée ensuite dans l'atmosphère sous forme de chaleur résiduaire. On estime qu'il serait possible, au moyen de techniques existantes, de récupérer jusqu'à 180 PJ de cette énergie de façon à répondre aux besoins des utilisateurs industriels ou d'autres secteurs. Il s'agit là d'une ressource énergétique dont une partie importante s'avère très avantageuse du point de vue de prix. En effet, plusieurs projets de récupération de la chaleur résiduaire ont déjà été mis sur pied, et ce, dans presque tous les secteurs industriels.

Récupération de la chaleur résiduaire

Le concept de *récupération de la chaleur résiduaire* fait appel à diverses techniques conçues pour capter et exploiter la chaleur dégagée par les machines industrielles. L'énergie récupérée peut être utilisée à diverses fins dans toutes les branches d'activité industrielle. Les systèmes de récupération de l'énergie contenue dans la chaleur résiduaire peuvent être répartis en projets internes d'utilisation de l'énergie en cascade et en projets inter-usines.

Les projets *internes*, qui sont les plus courants, présentent les plus grandes possibilités de réduction de la consommation d'énergie dans l'industrie. Ils comprennent les procédés fondés sur les purgeurs de vapeur, qui permettent de récupérer l'énergie sous forme de condensat destiné à être réinjecté dans la chaudière; les échangeurs de chaleur, y compris les économiseurs raccordés aux chaudières pour préchauffer l'air comburant et l'eau qui alimentent la chaudière; la recompression de la vapeur; les thermopompes qui retirent l'énergie de la vapeur ou de l'eau dégagées pour produire de la chaleur de traitement à basse température; et la cogénération.

Les systèmes de récupération *inter-usines* sont beaucoup moins répandus parce qu'ils se heurtent à des problèmes d'ordre institutionnel et de localisation, ainsi qu'à des obstacles économiques (coûts élevés d'acheminement de l'énergie récupérée). Un projet inter-usines typique consisterait à récupérer la chaleur résiduaire d'une centrale thermique ou nucléaire en vue de fournir à une entreprise industrielle de la chaleur de traitement à basse température.

Nous avons étudié un échantillon de projets répartis dans un grand nombre d'industries et suivant diverses applications. Ces projets se caractérisent généralement par des investissements faibles et des économies d'énergie relativement élevées. Le coût moyen des techniques utilisées n'est que de 0,84 $/GJ, ce qui est nettement inférieur aux prix actuels du pétrole et du gaz dans l'industrie, qui varient de 1,90 $/GJ, dans le cas du gaz en Alberta, à 4,80 $/GJ, dans le cas du mazout lourd dans les provinces de l'Atlantique (tableau 7-12). Les coûts d'approvisionnement de la plupart des projets examinés sont inférieurs à 1,00 $/GJ, tandis que les coûts des projets les plus coûteux restent inférieurs à 5,00 $/GJ, chiffre qui, à long terme, pourrait encore s'avérer plus bas que le coût du mazout ou du gaz. Le coût des projets de récupération de la chaleur résiduaire n'étant pas lié aux prix de l'énergie, l'attrait des projets croît à mesure que ces prix s'élèvent.

Nous n'avons pas tenté d'extrapoler les résultats de notre analyse à l'ensemble du secteur industriel canadien. Nous croyons, toutefois, qu'une part importante du potentiel technique de la récupération de la chaleur résiduaire pourrait être rentable à l'heure actuelle et qu'une part encore plus grande pourrait l'être à long terme. Les techniques de récupération semblent offrir suffisamment d'avantages économiques pour intéresser les investisseurs, mais force nous est de constater qu'il arrive souvent que des investissements rentables dans ce domaine ne soient pas entrepris. La mise en place des projets est parfois retardée parce que les administrateurs fixent des critères financiers trop rigoureux. Par exemple, les entreprises désirent souvent recouvrer les sommes investies dans des projets de conservation d'énergie en deça d'une période d'au plus trois ans, soit un délai plus court que celui qui est généralement prévu pour d'autres types d'investissement industriel.

Il ne serait pas souhaitable que les gouvernements subventionnent l'implantation dans l'industrie des techniques de récupération de la chaleur résiduaire, puisque ce procédé est déjà perfectionné et concurrentiel. Néanmoins, il nous semble nécessaire de prendre certaines mesures afin d'encourager l'industrie à exploiter ce potentiel énergétique à bon marché. Mais nous revenons ici à la question du manque d'information. Il est impérieux que soit reconnue la forte rentabilité des projets de conservation d'énergie et que ces projets soient soumis aux mêmes critères financiers que d'autres formes d'investissement industriel. Les programmes d'information doivent désormais, nous semble-t-il, viser les analystes financiers des entreprises qui évaluent et choisissent les projets d'investissement et qui en déterminent le mode de financement.

En allant un peu plus loin, on pourrait attirer l'attention des gestionnaires d'entreprises sur les nouveaux instruments de financement offerts par les banques et les autres institutions financières. On a récemment créé des programmes spéciaux destinés à encourager les investissements; dans le cadre de ces programmes, on prévoit offrir des prêts aux investisseurs industriels, assortis de dispositions qui stipuleront que le montant annuel du remboursement ne pourra excéder la valeur des économies d'énergie réalisées, le tout étant assujetti à diverses conditions. On espère, de cette façon, réduire ou éliminer les risques qu'entrevoient les gestionnaires d'entreprise[13].

Tableau 7-12

Prix et coûts de l'énergie dans l'industrie au Canada suivant la région, 1983 et 1995

En dollars de 1981 par GJ

	Prix actuels[1]		Coûts projetés pour 1995[2]	
	Mazout	Gaz	Mazout	Gaz
Énergie classique				
Provinces de l'Atlantique	4,80		5,30	
Québec	4,10	4,00	4,60	5,60
Ontario	4,30	3,80	4,60	5,10
Manitoba	4,10	3,00	4,60	4,60
Saskatchewan	4,10	2,70	4,60	4,00
Alberta	4,10	1,90	4,60	3,80
Colombie-Britannique	3,40	2,70	3,80	4,30
Énergie récupérée de la chaleur résiduelle[3]				
Éventail des coûts de production	0,02 – 4,86			
Coût de production moyen	0,84			
Énergie récupérée des déchets solides municipaux				
Frais de décharge[4]	Coût de production			
4 $	3,75			
8 $	3,50			
12 $	3,00			

1 Prix représentatifs au milieu de 1983.
2 Résultats obtenus en supposant que le prix du pétrole est de 215 $ m^3 (en dollars de 1981) et que le rapport des prix du gaz et du pétrole est de 85 %.
3 Échantillon de 31 projets.
4 Par tonne de déchets.
SOURCE Diener et Dupont, « Selected Energy Conservation and Alternative Energy Technologies ».

L'énergie biocénétique

Plusieurs combustibles peuvent être utilisés dans le secteur industriel pour produire de la vapeur de traitement. Le mazout et le gaz sont employés le plus couramment, mais on se sert aussi de l'électricité et du charbon dans certaines régions ou dans certaines branches industrielles. Dans les secteurs des pâtes et papier et du bois, l'utilisation de diverses formes de biomasse, notamment l'écorce, la sciure, les résidus de l'abattage et autres déchets, s'est intensifiée au cours des dernières années, de sorte que ces industries sont pratiquemment autosuffisantes en matière d'énergie.

Les déchets solides des municipalités constituent une autre source possible d'énergie pour la production de vapeur, mais leur utilisation, à l'heure actuelle, est très peu répandue. Selon les estimations, les déchets produits chaque année dans les centres urbains du Canada renferment quelque 170 PJ d'énergie primaire ou l'équivalent de près de 12 000 m^3/j de pétrole.

L'implantation de techniques de récupération de l'énergie contenue dans les déchets n'offre pas des avantages que sur le plan de l'énergie, puisque l'utilisation des déchets solides des municipalités comme combustible se présente également comme une solution de rechange aux méthodes traditionnelles de décharge ou d'incinération des déchets, lesquelles posent des problèmes de pollution de l'environnement et sont de plus en plus coûteuses. Dans l'évaluation d'une usine de récupération de l'énergie biocénétique, en effet, la valeur de l'élimination des déchets, ou « frais de décharge », est un élément important qui doit être soustrait du coût global du projet.

Notre analyse est fondée sur une usine prototype de traitement des déchets solides municipaux, conçue pour traiter 180 tonnes de déchets par jour. Cette quantité est typique d'une agglomération d'environ 100 000 habitants et elle suffit pour répondre aux besoins en énergie-vapeur d'un utilisateur industriel de taille moyenne. Si on postule que les frais de décharge sont de 12 $ la tonne, le coût d'approvisionnement est évalué à environ 3 $/GJ. Ce dernier passe à environ 4 $/GJ lorsque la valeur attribuée à l'élimination des déchets n'est que de 4 $ la tonne.

Dans la plupart des régions, les coûts de production d'énergie à partir des déchets sont inférieurs aux coûts postulés du mazout et du gaz en 1995, d'où on peut croire que les possibilités de mise sur pied de projets de traitement des déchets sont considérables; elles le seraient encore davantage si les prix du pétrole (et du gaz) augmentaient. Nous estimons que, d'ici 1995, quelque 120 usines de traitement des déchets solides

ayant une capacité de 180 tonnes par jour pourraient remplacer jusqu'à 60 PJ par année d'énergie tirée du pétrole et du gaz. Il serait également possible de construire un nombre limité d'usines supplémentaires pour le traitement des résidus du bois et d'autres formes de biomasse dans des régions moins peuplées; le coût en serait toutefois plus élevé.

Il y aura, certes, des difficultés d'ordre technique à résoudre avant qu'on puisse exploiter pleinement le potentiel de récupération de l'énergie des déchets, mais nous croyons qu'il existe à présent des avantages réels à aller de l'avant dans ce domaine. Toutefois, il faut d'abord examiner certains aspects institutionnels.

L'un des obstacles pouvant entraver la mise en place de projets d'utilisation des déchets municipaux tient au fait qu'ils impliquent la participation de nombreux intervenants qui ne connaissent pas forcément les techniques de récupération d'énergie. La planification et l'implantation d'une usine de vapeur nécessite la collaboration active des administrations municipales et régionales, des ministères provinciaux et fédéraux de l'énergie et de l'environnement, des fournisseurs de matériel, des contribuables et des utilisateurs de la vapeur industrielle. Bien que tous ces intervenants puissent manifester un intérêt pour ces projets, aucun n'assume le rôle dominant de promoteur. Par exemple, la gestion des déchets solides ressort du mandat des administrations municipales et régionales mais celles-ci hésitent à se lancer dans des activités commerciales de production de vapeur. La réticence est encore plus grande dans l'industrie, où on évite de recourir à des techniques qui ne sont pas entièrement éprouvées.

On pourrait envisager de venir à bout des obstacles d'ordre technique et institutionnel qui empêchent la mise en place de projets d'énergie biocénétique en favorisant les projets de démonstration. Ces projets pourraient être entrepris par un groupe de travail multipartite dont le rôle serait d'étudier les techniques relatives à l'utilisation de l'énergie tirée des déchets et de planifier ces projets. Les projets pilotes pourraient être financés par les gouvernements, mais le secteur privé prendrait éventuellement la relève, à mesure que serait établie la viabilité technique et économique des projets[14].

Les carburants de remplacement pour le transport

En 1982, la consommation d'essence équivalait à 88 % de la demande globale d'énergie du secteur du transport routier et à près de 40 % de celle des produits du raffinage du pétrole dans les secteurs de consommation finale au Canada. Cette dernière proportion augmente progressivement, car le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie s'opère plus lentement dans ce secteur que dans le secteur des ménages et les secteurs commercial et industriel.

Le rôle prédominant de l'essence sur le marché du transport routier est attribuable non pas à l'absence de carburants de remplacement mais plutôt à la faible compétitivité de ces autres formes d'énergie par le passé. En raison des hausses successives du prix de l'essence, des carburants tels que le propane, le gaz naturel comprimé et le méthanol suscitent toutefois un plus grand intérêt depuis quelque temps. On s'intéresse

Récupération de l'énergie tirée des déchets

L'énergie tirée des déchets solides municipaux ou d'autres déchets peut être exploitée de plusieurs façons. En général, la vapeur produite dans une chaudière est dirigée vers une turbine génératrice d'électricité ou sert directement d'énergie calorifique pour les opérations industrielles; ces deux applications peuvent évidemment être combinées dans une installation de cogénération. Dans ce rapport, nous analysons la production de chaleur industrielle.

Les techniques qui permettent de convertir les déchets en vapeur varient selon le type de traitement et d'incinération des déchets.

Dans une usine d'*incinération totale*, les déchets non traités sont introduits directement dans un four à haute température muni d'un système de grilles mécaniques à tapis mobiles. Cette technique convient surtout au traitement de quantités considérables de déchets solides.

Il existe un autre procédé, fondé sur un *système de déchiquetage et d'incinération*, qui nécessite la réduction préalable des déchets en agglomérés de moins de 2,5 cm de diamètre. Les déchets déchiquetés sont injectés dans le four où ils sont partiellement brûlés en suspension.

Un troisième procédé, l'*incinérateur à chambres multiples (à air contrôlé)*, se prête mieux au traitement de petites quantités de déchets. Il comporte l'incinération des déchets en deux étapes. La combustion partielle qui se produit dans la première chambre sert à dessécher et à décomposer les déchets non traités (procédé appelé la « pyrolise »). Les gaz de combustion sont extraits et passent à la seconde chambre, où est complétée la combustion. L'incinérateur à chambres multiples, jugé le plus approprié, est celui qui nous sert ici à évaluer une usine pilote.

Plusieurs autres systèmes de récupération de l'énergie tirée des déchets ont été mis au point et implantés avec succès ces dernières années. Les recherches relatives à cette technique et à toutes les autres méthodes de récupération de l'énergie de la biomasse se poursuivent de façon plus intense tant au Canada qu'à l'étranger, et on peut prévoir de nouvelles améliorations pour l'avenir.

davantage, également, au carburant diesel, qui offre un meilleur rendement énergétique que l'essence.

La compétitivité d'un carburant de remplacement dépend d'un ensemble de caractéristiques. Au-delà des taxes et des subventions (dont nous ne tenons pas compte ici), mentionnons le coût du carburant à la pompe, les coûts de l'équipement et de l'entretien du véhicule pour l'utilisation d'un carburant donné (le recours à l'un ou l'autre des carburants de remplacement entraînera une hausse plus ou moins appréciable du coût initial du véhicule), ainsi que le rendement énergétique du carburant et celui du moteur. Les avantages comparés des divers carburants dépendent aussi des distances parcourues chaque année. Par exemple, le coût d'approvisionnement d'un carburant de remplacement est généralement moins élevé, en termes relatifs, pour les parcs de véhicules que pour les véhicules particuliers parce qu'un kilométrage plus élevé permet d'amortir plus rapidement le coût initial de conversion.

Nous avons analysé les coûts comparés de l'essence, du carburant diesel, du propane, du gaz naturel comprimé (GNC) et du méthanol. Nos résultats révèlent que dans l'hypothèse du maintien des prix réels du pétrole à leur niveau actuel, la conversion d'un véhicule particulier à l'un ou l'autre de ces carburants n'est pas avantageuse sur le plan économique. Les coûts sociaux du carburant diesel et du propane dépassent de 10 à 20 % le coût de l'essence, qui varie entre 30 et 34 cents le litre (tableau 7-13). Les coûts du GNC et du méthanol s'élèvent à plus de 40 cents le litre d'équivalent essence.

On obtient cependant des résultats différents pour les parcs de véhicules. Le carburant diesel s'avère, en effet, le moins coûteux dans toutes les régions, car son coût se situe entre 25 et 28 cents le litre d'équivalent essence, soit une économie de 15 à 20 % par rapport à celle-ci. Dans certaines provinces de l'Ouest, le propane ou le GNC, ou les deux, sont aussi moins chers

Carburants de remplacement pour le transport

Plusieurs types de carburants peuvent remplacer l'essence dans les véhicules automobiles. Ces carburants diffèrent beaucoup quant aux propriétés physiques, aux coûts et au degré de développement et de commercialisation.

L'utilisation du *carburant diesel* est déjà très répandue dans le secteur du transport par véhicules lourds. Ce produit présente l'avantage de pouvoir être distillé à partir d'une fraction plus lourde du pétrole brut que ce n'est le cas pour l'essence. Son coût de raffinage est donc inférieur à celui de l'essence (de 15 %, dans notre évaluation) et sa densité énergétique par unité de volume est plus élevée. En outre, le moteur diesel est relativement efficace, de sorte qu'il permet d'économiser quelque 35 % au chapitre de la consommation par rapport à l'essence. Les avantages du carburant diesel sont pondérés en fonction de l'accroissement du coût du véhicule.

Le *propane* est un produit dérivé du gaz naturel et du pétrole qui s'est récemment implanté sur le marché comme carburant pour le transport. Le propane liquéfié est plus économique, par unité de volume, que ne l'est l'essence mais sa densité énergétique est plus faible. À l'heure actuelle, la plupart des véhicules au propane sont, en fait, munis de moteurs à essence modifiés : des cylindres métalliques contenant le propane liquide sont installés dans le coffre du véhicule et le système d'alimentation est modifié de façon à permettre au véhicule de fonctionner au nouveau carburant. (Habituellement, le véhicule modifié peut utiliser soit le propane, soit l'essence.) On prévoit que les véhicules conçus spécifiquement pour fonctionner au propane seront plus nombreux au cours des prochaines années.

Le *gaz naturel comprimé* (GNC) est un autre substitut de l'essence récemment introduit sur le marché. Le gaz naturel, tiré du réseau existant, est soumis à des pressions semblables à celles qui servent à remplir les bouteilles d'oxygène pour la plongée. Les modes de distribution du GNC aux véhicules diffèrent selon les besoins des utilisateurs. Les systèmes utilisés à l'heure actuelle dans certaines villes canadiennes comprennent un gros compresseur et une série de contenants à haute pression permettant de faire le plein rapidement. Une autre méthode, plus lente et convenant mieux aux parcs de véhicules, consiste à utiliser un petit compresseur pour ravitailler directement les véhicules, le plus souvent pendant la nuit. Une troisième méthode, conçue pour les résidences particulières, ne deviendra vraisemblablement pas répandue dans un avenir prévisible. À l'heure actuelle, l'utilisation du GNC nécessite la réfection des moteurs des véhicules, car il n'existe pas encore de véhicules conçus spécifiquement pour son utilisation.

Le *méthanol* est un carburant qui peut être extrait de diverses substances, dont le gaz naturel, le charbon et le bois. À l'heure actuelle, il est produit en assez grandes quantités mais cette production est destinée principalement à l'industrie des produits chimiques. En Amérique du Nord, son utilisation dans le secteur des transports est limitée à certaines régions où il sert d'antidétonant (produit ajouté à l'essence pour améliorer l'indice d'octane). Le méthanol est un carburant relativement peu coûteux mais sa densité énergétique n'est que la moitié de celle de l'essence. Ce facteur n'est compensé que partiellement par la plus grande efficacité du moteur au méthanol, de sorte que la distance qu'un véhicule doté d'un tel moteur peut parcourir est plus restreinte. La technique relative à la production et à l'utilisation du méthanol est bien connue. Son implantation sur le marché, à titre d'antidétonant ou de carburant de remplacement, sera essentiellement déterminée par les coûts relatifs.

Les autres carburants de remplacement sont moins éprouvés ou sont jugés plus coûteux. Ils comprennent, entre autres, l'essence synthétique, l'éthanol (produit semblable au méthanol mais qui peut être extrait d'une plus grande variété de sources) et l'hydrogène.

que l'essence, mais leur coût est supérieur à celui du carburant diesel.

Nous avons évalué l'incidence d'une hausse de 50 % du prix du pétrole entre 1983 et 1995 en rajustant les coûts de tous les carburants. Dans le cas des véhicules particuliers, une hausse du prix du pétrole privilégierait le diesel par rapport à l'essence. Compte tenu de l'efficacité relative du moteur diesel, le coût de ce carburant, qui se situerait entre 41 et 44 cents le litre d'équivalent essence, serait inférieur au coût rajusté de l'essence. Le coût du propane serait du même ordre et serait également plus faible que ceux de l'essence. Les coûts du méthanol et du GNC se rapprocheraient de celui de l'essence mais ces deux carburants seraient beaucoup plus coûteux que le carburant diesel. Dans le cas des parcs de véhicules, la performance relative des carburants serait essentiellement la même que dans le scénario de hausse des prix réels; notamment, le carburant diesel resterait le moins coûteux.

L'évaluation des divers carburants, si on fait abstraction de l'effet des taxes, révèle l'avantage net que présente le carburant diesel comme substitut possible de l'essence; il peut la remplacer avantageusement dans le cas des parcs de véhicules et, dans un scénario de hausse des prix du pétrole, dans le cas des véhicules particuliers également. Toutefois, étant donné l'état actuel du marché, les propriétaires de parcs de véhicules adoptent généralement le GNC ou le propane pour remplacer l'essence. Bien que ces carburants puissent parfois être moins coûteux que l'essence, ils se révèlent généralement plus chers que le carburant diesel du point de vue des coûts d'approvisionnement.

La tendance actuelle du marché est déterminée en grande partie par la structure des taxes et des subventions. À l'heure actuelle, les politiques du gouvernement fédéral et des provinces favorisent l'utilisation du propane et du GNC. Des subventions sont accordées pour la conversion des véhicules à l'un ou l'autre de ces carburants, lesquels ne sont pas taxés dans la plupart des provinces. En revanche, les propriétaires qui choisissent le carburant diesel ne reçoivent aucune aide financière et doivent payer des taxes au moins aussi élevées que celles qui sont prélevées sur l'essence. En fait, plusieurs provinces taxent plus lourdement le carburant diesel que l'essence car les taxes routières sont fondées sur la distance parcourue par unité de volume, laquelle est plus élevée pour le diesel[15]. En conséquence, les signaux que transmettent les gouvernements aux utilisateurs, le prix des carburants à la pompe, ont pour effet de décourager le recours au carburant diesel, qui offre un bon rendement énergétique, et de favoriser des carburants qui semblent avoir un coût social plus élevé.

Les politiques actuelles peuvent se justifier si l'on considère l'objectif de réduire graduellement la consommation de pétrole dans tous les secteurs de l'économie. Dans le cas du GNC, elles peuvent aussi se

Tableau 7-13

Deux scénarios[1] pour les coûts d'approvisionnement des carburants pour les véhicules automobiles au Canada en 1995 suivant la région

En cents de 1981 par litre d'équivalent essence

	Essence		Diesel		Propane		GNC		Méthanol	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Véhicules particuliers										
Provinces de l'Atlantique	34	49	37	44	39	47			46	54
Québec	32	47	36	43	39	46	47	56	44	52
Ontario	30	45	34	41	36	43	44	54	40	47
Provinces des Prairies	32	47	36	43	36	43	39	48	41	48
Colombie-Britannique	32	47	36	43	40	48	41	50	41	48
Parcs de véhicules										
Provinces de l'Atlantique	34	49	28	35	35	43			45	52
Québec	32	47	27	34	35	42	38	47	43	50
Ontario	30	45	25	32	32	40	35	45	39	46
Provinces des Prairies	32	47	27	34	32	39	30	39	30	46
Colombie-Britannique	32	47	27	34	36	44	32	41	39	46

1 A Scénario de référence; hypothèses : prix réel du pétrole à 215 $ m³ (en dollars de 1981); rapport des prix du gaz et du pétrole, 85 %
B Scénario de prix élevé; hypothèses : prix réel du pétrole de 50 % plus élevé que dans le scénario de référence; rapport des prix du gaz et du pétrole maintenu à 85 %.

SOURCE Diener et Dupont, « Selected Energy Conservation and Alternative Energy Technologies ».

justifier par l'excédent actuel de gaz naturel au Canada. Par exemple, en supposant qu'à court terme, le prix du gaz se situe entre 50 et 60 % de celui du pétrole à Toronto (au lieu des 85 % que nous avons postulés pour le long terme), le coût d'approvisionnement du GNC tombe d'environ 6 cents le litre d'équivalent essence. Il peut alors concurrencer l'essence *et* le carburant diesel pour les parcs de véhicules, notamment dans les provinces des Prairies.

Néanmoins, nous sommes d'avis qu'une réévaluation des taxes sur les carburants et des mesures d'incitation à la conversion s'impose afin de rétablir sur le marché un équilibre qui soit davantage lié aux coûts. En fait, on pourrait abandonner les subventions à la conversion si les prix relatifs des carburants permettaient aux consommateurs de mieux reconnaître les options les plus économiques. On pourrait réorienter les programmes publics de façon à viser un avenir plus lointain, alors que les avantages du remplacement de l'essence ou du carburant diesel pourraient se manifester de façon plus durable, non seulement pour les parcs de véhicules, mais aussi éventuellement pour les véhicules particuliers. Le GNC et le méthanol, notamment, sont des carburants prometteurs à plus long terme en raison de l'abondance du potentiel d'approvisionnement. (Le méthanol offre aussi l'avantage de pouvoir être introduit sur le marché de façon graduelle, d'abord sous forme d'additif à une solution d'essence, puis sous forme de carburant méthanol à 100 %.) Une partie des fonds actuellement réservés à la commercialisation du propane et du GNC pourrait donc être acheminée vers les programmes de recherche portant sur un horizon temporel plus lointain.

L'orientation des politiques

Notre analyse de divers marchés énergétiques révèle qu'il existe des techniques de conservation d'énergie et de substitution interénergétique très prometteuses au Canada. Nombre de ces techniques offrent déjà des possibilités intéressantes pour les consommateurs. Dans tous les secteurs, il existe aussi beaucoup d'autres moyens de remplacer les formes traditionnelles d'énergie de façon rentable. Nous avons toutefois constaté qu'à l'heure actuelle, les utilisateurs n'adoptent pas toujours les formes d'énergie les moins coûteuses. La raison en est que les prix actuels de l'énergie ne traduisent pas toujours les coûts réels, que les consommateurs souvent ne sont pas bien informés et que des obstacles d'ordre institutionnel ou des facteurs externes retardent l'implantation des techniques prometteuses.

Les déséquilibres des prix relatifs qui se sont produits par le passé nous semblent être la cause principale de confusion sur le marché. En raison de la politique de prix – par exemple, de l'établissement du prix du pétrole à un niveau inférieur au cours mondial –, les Canadiens ont été moins incités à substituer aux formes traditionnelles des produits énergétiques ayant un meilleur rendement. Il faut donc accorder une importance prioritaire à la mise en place d'une politique adéquate à l'égard des prix, y compris, le cas échéant, une taxation équilibrée sur les prix de détail – sur les carburants de véhicules automobiles, par exemple.

La question des prix soulève celle, plus générale, de la diffusion de l'information aux consommateurs. Les marchés ne fonctionnent adéquatement que si on y trouve des renseignements suffisants qui permettent d'évaluer les diverses possibilités d'investissement. Cette condition n'est pas toujours satisfaite au Canada. Par exemple, les propriétaires de maison commencent à peine à connaître les possibilités d'économie d'énergie offertes par la chaudière à gaz à condensation ou la thermopompe. De même, les chefs d'entreprise semblent mal informés des possiblités de réduction des coûts énergétiques de leurs usines. Cette carence entraîne une crainte du risque qui constitue parfois le principal obstacle à l'implantation des nouvelles techniques. Ces dernières années, les gouvernements ont pris des mesures positives pour améliorer le volume et la qualité des renseigrements diffusés aux décideurs. Il nous semble essentiel que ces efforts se poursuivent.

Les prix et l'information nous apparaissent comme les éléments prioritaires des politiques relatives à la conservation d'énergie et aux substitutions interénergétiques. Il est cependant d'autres aspects qu'on aurait tort de négliger. Le développement de certaines techniques peut être entravé par des difficultés d'ordre institutionnel ou d'autres obstacles au fonctionnement des marchés. Ainsi, notre analyse des usines de récupération de l'énergie biocénétique laisse entrevoir des perspectives prometteuses mais d'importants délais risquent de se poser en raison du nombre élevé d'intervenants et du manque de candidats évidents à la promotion et à la coordination des projets.

Dans de telles conditions, il peut être avantageux que les gouvernements mettent en place différentes mesures d'incitation. Selon l'état d'avancement des techniques, ces mesures pourraient prendre la forme de subventions à la recherche appliquée, de mises de fonds dans des projets de démonstration, de dégrèvements d'impôt, de subventions ou de prêts à l'immobilisation, ou d'une combinaison de ces mesures. Ces formes d'aide devraient toutefois être réservées aux techniques qui, dans des régions données, offrent un potentiel économique réel mais ne réussissent pas à s'implanter. Les incitations devraient être temporaires et on devrait les retirer progressivement à mesure que les changements désirés s'opèrent sur les marchés.

Conclusions

Au Canada, la demande d'énergie s'est avérée sensible, tout au long des années, aux différents facteurs technologiques, économiques et politiques. La hausse graduelle des niveaux de production et de revenu a fait croître la demande d'énergie. Le progrès technologique et les variations des prix relatifs ont entraîné des transformations telles que le remplacement du bois par le charbon au début du siècle et la substitution du pétrole au charbon à la fin des années 50. Et la politique publique a facilité l'expansion du marché du gaz naturel dans nombre de régions du Canada.

Toutefois, la souplesse de la demande d'énergie n'a sans doute jamais été aussi bien reconnue et comprise qu'elle ne l'est de nos jours, quelque 10 années après le premier choc pétrolier. Au cours de la dernière décennie, les fluctuations irrégulières des prix, l'oscillation des taux de croissance économique, le progrès technologique continu et l'intervention croissante de l'État ont sensiblement modifié les tendances de la demande d'énergie, et ce, dans tous les secteurs d'activité et dans toutes les régions du pays.

De 1973 à 1983, le taux de croissance de la demande globale d'énergie, qui atteignait précédemment environ 6 % par année, s'est situé en moyenne à moins de 1 % l'an. La consommation d'énergie a baissé de 13 % dans le secteur des ménages et de 7 % dans le secteur industriel, et le pétrole occupe maintenant une place moins dominante dans l'approvisionnement, sa part de l'énergie primaire ayant fléchi de 45 % en 1973 à 35 % en 1983, favorisant ainsi le gaz, l'électricité et d'autres formes d'énergie.

Les soucis qu'a suscités la hausse des coûts énergétiques et le besoin d'assurer la continuité des approvisionnements ont mis en relief les nombreuses contraintes auxquelles sont soumis les consommateurs. Dans des régions et des secteurs donnés, ces contraintes ont été durement ressenties. Dans les provinces de l'Atlantique, le remplacement du pétrole s'est effectué très lentement parce que les choix étaient peu nombreux et coûteux. On observe le même phénomène dans le secteur des transports, où, en dépit des nombreuses hausses qu'a subies le prix du pétrole, la part du marché occupée par l'essence et les autres produits pétroliers est demeurée stable. En raison de contraintes techniques et économiques, la demande a évolué très lentement, même dans la situation de crise causée par les chocs pétroliers. L'adaptation de la demande à ces bouleversements se poursuit à l'heure actuelle, à mesure que s'effectue la réfection, ou le remplacement, des maisons, des voitures et des usines et à mesure qu'évolue la technologie en fonction de nouvelles exigences économiques.

Enfin, l'évolution des marchés depuis 10 ans a démontré que les politiques gouvernementales pouvaient influer sur les comportements et les choix des consommateurs. Des programmes aux ressources considérables ont contribué au remplacement du pétrole par le gaz naturel, l'électricité et d'autres produits énergétiques dans les maisons et les usines et à l'économie d'énergie dans toutes les branches d'activité. Dans une certaine mesure, ces programmes ont toutefois assumé un rôle qui aurait pu être laissé au marché lui-même si les prix avaient traduit les coûts réels des diverses options énergétiques. Ainsi, les prix ayant été maintenus à des niveaux artificiellement bas de façon à satisfaire d'autres objectifs, il a fallu faire des efforts supplémentaires pour convaincre les consommateurs d'économiser l'énergie. Vraisemblablement, une politique qui aurait davantage tenu compte de l'élasticité de la demande par rapport aux prix aurait atteint bon nombre des résultats voulus à un coût moins élevé pour le Trésor public et, à long terme, pour les consommateurs également.

L'État a certes un rôle à jouer à l'égard de l'évolution de la demande d'énergie. Il arrive que les marchés réagissent trop lentement, soit parce que l'information disponible est insuffisante, soit parce que les institutions ont évolué de telle manière que les forces de l'offre et de la demande sont biaisées en faveur de certaines options énergétiques. Les politiques publiques peuvent donc servir efficacement à orienter le choix des consommateurs vers des techniques et des produits énergétiques plus économiques. Le gouvernement peut prendre des mesures pour stimuler la diffusion de renseignements techniques et financiers et fournir des aides financières dans certains cas en vue d'accélérer l'implantation des nouvelles techniques. De même, on peut appuyer les travaux de recherche appliquée relatifs aux nombreuses possibilités de conservation d'énergie et aux énergies de remplacement.

Mais on pourra réaliser une part importante du potentiel d'économie et de substitution interénergétique sans l'intervention directe de l'État si on laisse libre cours aux forces du marché, c'est-à-dire si on laisse les prix varier en fonction du jeu de l'offre et de la demande, et si on laisse les consommateurs modifier leur demande en fonction des prix. En matière de politiques, il importe donc, en tout premier lieu, de reconnaître pleinement la capacité du marché de s'adapter à l'évolution de la conjoncture économique et technologique. On peut alors créer des programmes, là où cela aurait un avantage économique, pour compléter ou stimuler cette réponse du marché.

Bien que l'avenir soit incertain, il est d'ores et déjà établi que d'autres transformations de la demande d'énergie se produiront dans les années qui viennent.

Le pétrole, le gaz et l'électricité conserveront certes leur importance, mais leurs parts respectives vont évoluer. La demande de pétrole aura tendance à fléchir à mesure que le gaz naturel ou l'électricité, ou les deux – selon les prix et les politiques à venir – trouveront de nouveaux débouchés. Nous nous attendons également à ce que l'économie d'énergie et les formes nouvelles d'approvisionnement énergétique – la cogénération, l'énergie biocénétique, le bois – jouent un rôle grandissant à l'égard d'un système de ravitaillement plus diversifié, plus décentralisé et plus sûr. En cours de route, les gouvernements devraient graduellement se retirer du jeu, limiter les programmes de subventions coûteuses et concentrer leurs efforts sur des marchés précis et sur des obstacles déterminés qui contraignent les réactions des consommateurs. Les variations voulues de la demande d'énergie s'effectueront au fil des ans et nous sommes convaincus que les Canadiens en tireront, à long terme, de plus grands avantages.

8 Pour une nouvelle stratégie

Compte tenu de ses immenses ressources énergétiques et de l'appareil de production qui a été mis en place pour les mettre en valeur, il est clair que le secteur énergétique canadien représente un potentiel de développement économique tout à fait extraordinaire. Outre celles qui y sont déjà exploitées, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien renferme encore d'importantes quantités de pétrole qui restent à découvrir, mettre en valeur et commercialiser, en sus de celles qui se trouvent dans les régions nordiques et au large des côtes. La mise en valeur de ces ressources s'effectue certes à des coûts plus élevés que par le passé, mais qui se situent toutefois à des niveaux très inférieurs aux prix qui prévalent actuellement sur les marchés internationaux du pétrole. Les ressources en gaz naturel sont encore plus abondantes et constituent un potentiel de développement économique à long terme tant sur le marché intérieur que sur celui de l'exportation. Nous disposons à l'heure actuelle d'une production excédentaire qui devrait nous permettre de pénétrer de nouveaux marchés, de diversifier davantage nos sources d'approvisionnement en énergie et d'en réduire le coût. Bien que les ressources hydrauliques canadiennes aient été développées à un rythme accéléré, il en subsiste d'importantes quantités susceptibles d'être aménagées tant pour satisfaire la consommation intérieure d'électricité que pour approvisionner les marchés d'exportation. Le charbon constitue également une ressource abondante. Enfin, il est possible d'introduire des techniques de conservation et de nouvelles formes d'énergie dans un large éventail de secteurs d'activités et d'utiliser l'énergie de façon plus efficiente pour le bénéfice de tous les Canadiens, producteurs et consommateurs.

Nous estimons, ainsi que nous l'avons indiqué aux chapitres 4 à 7, qu'une réorientation des politiques énergétiques actuellement en vigueur nous permettrait de tirer meilleur parti de notre potentiel, de parvenir à une allocation plus efficiente des ressources dont nous disposons et, ce faisant, d'accroître l'apport du secteur énergétique à la croissance et au développement de notre économie. Nous avons établi que l'offre de pétrole et de gaz est sensible aux interventions des pouvoirs publics, en ce sens qu'elle est élastique au taux de rendement financier qui découle de ces interventions. Il s'ensuit que l'industrie pourrait réagir à des mesures gouvernementales appropriées par des investissements et des efforts d'exploration et d'exploitation accrus, ainsi que par une production plus abondante à un coût inférieur à sa valeur d'échange sur les marchés internationaux. S'agissant de l'électricité, l'intervention des pouvoirs publics se manifeste surtout au niveau de la gestion des grandes compagnies d'utilité publique et au moyen de la réglementation des compagnies privées. Les pouvoirs publics peuvent également influencer profondément la demande et l'offre d'énergie par le biais des prix, de la taxation, des redevances, ainsi que par tout un éventail de programmes distincts. Entre autres choses, ils peuvent moduler l'intensité des efforts de conservation de l'énergie, le rythme d'exploration et d'exploitation des ressources énergétiques, ainsi que celui du développement et de l'adoption de nouvelles technologies. La politique énergétique des pouvoirs publics établit, en outre, les règles et les principes qui régissent les exportations canadiennes d'énergie, qui représentent, à l'heure actuelle, plus de 13 milliards de dollars de recettes et contribuent à dégager un excédent de 8 milliards de dollars au titre de nos échanges énergétiques avec le reste du monde. Le défi fondamental auquel sont cependant confrontés les gouvernements consiste à concevoir une stratégie et des politiques énergétiques qui permettront aux Canadiens d'utiliser les ressources énergétiques dont ils disposent de la façon la plus efficiente, tout en tenant compte d'un contexte plus large et des contraintes qui y sont associées.

Contexte stratégique

L'économie canadienne est largement ouverte au reste du monde. L'évolution de son activité économique est intimement liée à celle de l'offre et de la demande mondiales de biens et de services, des flux monétaires et financiers internationaux, des transferts entre nations de personnel, d'équipements, de connaissances et de techniques qui se manifestent tout particulièrement dans le secteur de l'énergie. Au sein de la communauté économique internationale, le Canada est un partenaire commercial de taille relativement petite, ce qui ne va pas sans avantages mais comporte également des inconvénients. Quoi qu'il en soit, il s'agit d'une réalité inéluctable dont la politique énergétique canadienne doit tenir compte. L'ouverture aux autres nations du monde peut être un atout précieux, mais elle n'est pas exempte de difficultés, notamment celles qui découlent d'une plus grande sensibilité à l'instabilité. L'impact et les effets secondaires des deux chocs pétroliers, ainsi que l'exode des projets de forage et d'investissements qui a suivi la mise en œuvre du

Programme énergétique national en sont l'illustration. Les brusques changements qui ont affecté le prix international de l'énergie au cours des années 70 se sont traduits, dans un premier temps, par une attitude défensive. Avec le temps et compte tenu de l'importance de nos exportations nettes de produits énergétiques, il est devenu évident que le niveau actuel du prix international de l'énergie a renforcé l'avantage comparatif du Canada à cet égard. Nous sommes maintenant en mesure d'améliorer nos perspectives de croissance économique en développant notre marché intérieur à partir des approvisionnements dont nous disposons et en exportant nos excédents sur les marchés mondiaux.

Nos exportations et importations d'énergie sont en partie liées à l'évolution du prix international que ni les politiques canadiennes, ni l'offre ou la demande intérieure de pétrole ne sont en mesure d'influencer. Leur valeur, ainsi que celle de notre production pétrolière, sont donc inéluctablement déterminées par le marché mondial. En vertu de cette ouverture sur le reste du monde, nous sommes par ailleurs en concurrence avec d'autres économies pour attirer les investissements tant étrangers qu'intérieurs que nécessite la mise en valeur de nos ressources. La mobilité du capital et de la main-d'œuvre spécialisée doit donc être prise en considération dans l'élaboration d'une politique.

Le fait que notre pays soit, de surcroît, un voisin immédiat de l'un des premiers pays consommateurs et producteurs d'énergie au monde renforce cette nécessité. Certaines de nos ressources énergétiques sont, par nature, beaucoup plus faciles à commercialiser sur le continent nord-américain qu'elles ne le sont sur le marché mondial. Il en est ainsi de l'électricité et, d'une façon générale, du gaz naturel. Les prix auxquels ces deux sources d'énergie peuvent être exportées sont essentiellement déterminés à partir des conditions prévalant sur le marché américain. C'est donc dans ce contexte continental, plutôt que mondial, que la valeur du gaz et de l'électricité est établie. Historiquement les États-Unis ont constitué pour nos industries énergétiques tant un marché prépondérant qu'une source importante de capitaux, et il y a de bonnes raisons de croire qu'il continuera d'en être ainsi. Il est essentiel par conséquent que la politique énergétique canadienne tienne compte des conditions qui prévalent sur le marché américain et qu'elle puisse s'adapter aux changements qui s'y manifestent, afin que nous bénéficions autant que possible de notre appartenance au continent nord-américain.

Si le niveau élevé des prix mondiaux de l'énergie tend à améliorer l'avantage comparatif dont jouit le Canada sur le plan commercial, la politique énergétique se trouve cependant confrontée à l'incertitude qui caractérise de nombreux aspects de l'offre et de la demande d'énergie. Il s'agit en premier lieu de l'instabilité du marché mondial du pétrole caractérisée par le risque d'interruptions soudaines des approvisionnements ou de mouvements brusques du niveau des prix, soit à la hausse, soit à la baisse. Il s'agit encore des incertitudes qui sont reliées cette fois à l'évolution du taux de croissance de l'activité économique, au succès éventuel des efforts d'exploration de pétrole et de gaz, ou encore aux changements technologiques susceptibles de se manifester au niveau de la production et de la consommation. D'une façon générale, les investissements et les projets entrepris par les industries énergétiques exigent un long délai pour parvenir à maturation et doivent être fondés par conséquent sur des prévisions nécessairement imparfaites. Cet état de choses est susceptible d'agir sur le processus des décisions politiques qui peuvent être influencées par le besoin d'intervenir et de réagir aux événements pour tenir compte des gains et des pertes éventuels des différents groupes.

Ainsi que nous l'avons indiqué au chapitre 7, l'avantage comparatif dont dispose le Canada en matière énergétique a contribué à élever le niveau de la consommation d'énergie par habitant. Il a, de fait, orienté le développement économique canadien vers une structure industrielle à forte intensité énergétique. Il a également influencé plusieurs aspects de notre mode de vie, la taille de nos habitations, notre style d'urbanisme, l'organisation de nos modes de transport, et ainsi de suite. Au cours des dernières années, nous avons certes constaté qu'il était possible, sur le plan économique et technique, de réduire la proportion d'énergie que nous utilisons dans nos différentes activités et que nous incorporons dans la fabrication des produits. Nous continuerons néanmoins de consommer d'abondantes quantités d'énergie, sous une forme ou sous une autre, pour alimenter la croissance économique et améliorer notre niveau de vie. Les politiques doivent par conséquent s'efforcer de répondre à nos besoins tout en s'assurant que, dans l'ensemble, ils seront satisfaits au plus bas coût social

La mise en valeur des ressources énergétiques canadiennes, nous l'avons déjà noté, ne va pas sans poser de problèmes dont plusieurs découlent du partage des compétences entre le gouvernement fédéral et les provinces, ainsi que d'une répartition inégale des ressources entre les différentes régions. Il existe des possibilités de conflits entre les principales provinces productrices et consommatrices d'énergie au sujet des prix et entre les deux niveaux de gouvernement, fédéral et provincial, en ce qui a trait à la gestion des ressources et au partage des revenus provenant de leur exploitation. Ces aléas politiques sont certes communs, quoique à des degrés divers, à toutes les ressources naturelles. Au cours des dernières années, ils ont cependant pris une importance particulière dans le cas du pétrole et du gaz en raison de l'amplitude de la

rente économique provenant de leur exploitation, ainsi que de leur importance stratégique dans l'ensemble de l'économie.

Les objectifs d'une stratégie

La prise en considération de ces réalités et contraintes permet de préciser quels devraient être les objectifs d'une stratégie énergétique canadienne. En premier lieu, et à titre principal, il convient de retenir l'objectif qui est sous-jacent à la plupart des analyses présentées dans ce rapport et qui consiste à maximiser les avantages économiques que le Canada peut retirer de l'exploitation de son potentiel énergétique. Il s'agit donc d'élaborer une politique qui favorise une gestion économiquement efficiente de nos ressources. Parallèlement, il faut tenir compte de l'héritage du passé qui conditionne tant la portée que la nature des objectifs des politiques. Il y a donc lieu d'élargir la gamme des objectifs qu'il convient de prendre en considération dans la formulation d'une stratégie canadienne de l'énergie. La politique énergétique devra premièrement s'efforcer de réaliser un consensus entre les différentes parties prenantes de la société canadienne. En particulier, le partage équitable des revenus potentiels de l'exploitation des ressources et la clarification des responsabilités respectives du gouvernement fédéral et des provinces dans la gestion de ces ressources sont des éléments indispensables. Les accords qui détermineront les processus à suivre en ces matières exigent que les parties s'entendent sur un certain nombre de principes, l'établissement de mécanismes plus adéquats pour le partage fiscal des revenus et la mise en œuvre d'un processus plus efficace de consultation.

Même si l'objectif d'efficience économique doit être la pierre angulaire de la politique énergétique, celui de la sécurité des approvisionnements doit également être pris en considération. Même si ces deux objectifs ne sont pas nécessairement conflictuels, il appert qu'une sécurité totale ou quasi-totale des approvisionnements ne saurait être obtenue sans une perte d'efficience économique. Des compromis doivent par conséquent être recherchés. La sécurité complète pourrait être possible, mais à un coût prohibitif. Être tout disposé à assumer des coûts supplémentaires, comme cela peut s'avérer nécessaire, pour minimiser l'impact négatif d'une crise pétrolière internationale sur l'économie canadienne constitue, d'un autre côté, la prudence la plus élémentaire. Enfin, la prospérité de l'industrie énergétique canadienne est également un facteur important à prendre en considération. Le secteur canadien du pétrole et du gaz est largement sous contrôle étranger, ce qui a conduit le gouvernement à prendre des mesures destinées à stimuler la participation des Canadiens à la mise en valeur de leurs propres ressources en hydrocarbures. Nous estimons que cet objectif doit demeurer et que les mesures d'incitation instaurées au cours des dernières années pour stimuler la participation canadienne soient poursuivies, tout en traitant équitablement les sociétés étrangères exerçant leurs activités au Canada.

Ces objectifs ne sont pas tous parfaitement compatibles et il revient aux Canadiens de définir un juste équilibre entre chacun d'eux. Nous croyons cependant que la conjoncture actuelle se prête à des changements qui devraient nous permettre, à maints égards, de nous rapprocher des multiples objectifs que nous cherchons à atteindre. Le Conseil est d'avis que la croissance et le développement économiques au profit de tous les Canadiens, assortis d'une gestion efficiente de nos ressources, devraient constituer l'objectif central de la politique énergétique canadienne. Nous croyons également que les autres objectifs – la sécurité de nos approvisionnements, la participation accrue de nos concitoyens au développement de nos ressources et le partage d'une partie des revenus et des coûts énergétiques entre tous les Canadiens – peuvent être atteints simultanément. Même si nous estimons que, de tous ces objectifs, c'est celui d'une gestion efficiente des ressources qui doit être considéré comme le plus fondamental, nous sommes tout aussi convaincus qu'il ne saurait être envisagé sans que la question du partage de la rente économique provenant de l'exploitation de ces ressources n'ait été abordée au préalable.

Le partage de la rente issue des ressources

Personne n'ignore que le fédéralisme canadien fonctionne d'autant mieux qu'il existe un consensus raisonnable à l'égard de la formulation et de la mise en œuvre d'une politique donnée. En raison du partage des compétences entre le gouvernement fédéral et les provinces, aucun niveau de gouvernement n'est en mesure de formuler à lui seul une politique énergétique pancanadienne qui soit à la fois générale et cohésive. L'élaboration d'une telle politique requiert au préalable, aux termes d'un accord mutuel entre les deux ordres de gouvernement, l'établissement de structures tant pour un partage approprié des coûts et des revenus associés à l'exploitation des ressources énergétiques que pour leur gestion efficiente. La présence de telles structures n'éliminera pas, pour autant, le besoin de mécanismes appropriés permettant aux deux niveaux de gouvernement de se consulter régulièrement sur d'autres questions de politique énergétique. À cet égard, nous envisageons les voies et moyens qui pourraient être mis en place pour favoriser une consultation et une collaboration plus étroites entre toutes les parties concernées par les questions énergétiques.

Depuis 10 ans, la question de savoir dans quelle mesure la rente économique provenant de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières doit faire l'objet d'un partage entre les deux niveaux de gouvernement

et, en dernière analyse, entre tous les Canadiens a été une source de conflits en matière de politique énergétique. Il aurait pu en être autrement si, au moment du débat, il avait été possible de maintenir une gestion efficace du secteur énergétique. L'analyse que nous présentons dans ce rapport montre que cela n'a pas été le cas. Le Conseil estime que la rente économique générée par la mise en valeur de nos ressources naturelles, qu'il s'agisse du pétrole et du gaz naturel, du charbon et autres minéraux, ou des ressources hydrauliques, forestières, halieutiques et autres, qu'elles appartiennent aux provinces ou qu'elles relèvent de la juridiction fédérale, devrait être partagée entre tous les Canadiens. Il est évident que le Conseil est convaincu depuis longtemps que la notion de partage des coûts et des avantages est l'un des fondements de la nation canadienne. Celle-ci s'exprime bien entendu de multiples façons et mobilise particuliers et entreprises indépendamment des interventions des gouvernements. Ce qui retient notre attention dans le cadre de ce rapport, c'est la question de savoir dans quelle proportion les revenus provenant de l'exploitation des ressources naturelles devraient être partagés, que ces ressources appartiennent aux provinces ou au gouvernement fédéral, et quelle devrait être la nature des mécanismes qu'il conviendrait d'utiliser pour réaliser un tel partage.

En raison de l'importance considérable, au cours de la dernière décennie, de la rente économique provenant de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières canadiennes, la question du partage des revenus n'a été débattue qu'à l'égard de ces seules ressources, à l'exclusion d'autres ressources énergétiques comme l'hydroélectricité et, de façon plus générale, des autres richesses naturelles. À notre avis, cette polarisation sur la répartition des rentes en provenance du secteur des hydrocarbures a constitué un obstacle à l'élaboration d'une politique énergétique susceptible d'être un facteur de cohésion, entravé la tenue d'une période de réflexion indispensable à l'identification des principes à partir desquels une telle répartition est généralement organisée et contribué à affaiblir la gestion de l'économie canadienne dans son ensemble. Or, pour étudier ces questions, il faut les aborder dans le cadre beaucoup plus large des relations fiscales existant entre les deux niveaux de gouvernement et non pas dans la seule perspective de la politique énergétique.

Il convient de distinguer deux préoccupations essentielles. La première en est une d'équité entre tous les Canadiens à l'égard des impôts qu'ils doivent verser à leurs gouvernements provinciaux respectifs et des services que ces derniers mettent à leur disposition. Dans une large mesure, c'est au programme des paiements de péréquation qu'il revient de répondre à cette première préoccupation. Quant à la deuxième, il s'agit de la participation de tous les Canadiens au financement du coût de la Nation, en d'autres termes, de la répartition entre les citoyens canadiens, directement ou indirectement par l'intermédiaire de leurs gouvernements provinciaux respectifs, du fardeau des impôts requis pour permettre au gouvernement fédéral d'assumer ses responsabilités et de financer l'essentiel des services qu'il met à la disposition de chacun d'entre nous.

Le programme de péréquation est devenu à ce point essentiel aux relations fiscales entre le gouvernement fédéral et les provinces qu'il a été récemment enchâssé dans la Constitution. L'objectif poursuivi est de faire en sorte que « les gouvernements provinciaux aient accès à des revenus suffisants pour pouvoir, à des niveaux d'imposition raisonnablement comparables d'une province à l'autre, mettre à la disposition de leurs ressortissants respectifs des niveaux de services publics tout aussi comparables ». Le programme est adapté à l'une des réalités canadiennes, à savoir que les gouvernements provinciaux n'ont pas nécessairement accès aux mêmes recettes étant donné l'existence d'écarts interprovinciaux dans la dotation en ressources naturelles et dans les niveaux de revenu.

Le principe sur lequel repose le programme de péréquation est issu du rapport de la Commission Rowell-Sirois publié en 1940 et qui recommandait au gouvernement fédéral de verser des « subventions calculées d'après la norme nationale » à certaines provinces[1]. Bien que certains éléments de péréquation aient été mis en place dans le cadre des accords fiscaux conclus entre le gouvernement fédéral et les provinces au cours de la Seconde Guerre mondiale et des années suivantes, l'établissement d'un programme de péréquation distinct n'est intervenu qu'en 1957. En raison des pouvoirs qui sont ceux des provinces ainsi que de leur diversité, les paiements de péréquation sont toutefois inconditionnels et les gouvernements provinciaux ne sont pas tenus de fournir des services comparables. Théoriquement du moins, un gouvernement provincial peut utiliser les fonds qu'il reçoit pour réduire les impôts.

Depuis son entrée en vigueur, le programme de péréquation a été révisé tous les cinq ans et il fait partie intégrante de la Loi sur les accords fiscaux entre le gouvernement fédéral et les provinces qui, de nos jours, englobe d'autres éléments tels que les transferts aux provinces au titre de la santé et de l'enseignement postsecondaire. Au cours des années, la conception du programme a été l'objet d'importantes modifications. Initialement, seules trois sources de recettes – l'impôt sur le revenu des particuliers, l'impôt sur le revenu des sociétés et les droits successoraux – étaient prises en considération. À compter de 1962, les recettes provenant de l'exploitation des ressources naturelles y ont été incluses. En 1967, le « régime fiscal représentatif » était adopté et incluait par conséquent toutes les recettes de source provinciale. En vertu du programme,

la capacité d'une province à collecter les recettes associées à chacune de ces sources était comparée à une mesure normalisée. Une province affichant une capacité de recettes inférieure à l'ensemble des provinces recevait un versement pour élever ses recettes au niveau de la norme. Avec le temps, le programme a eu tendance à prendre en considération un nombre de plus en plus élevé de sources de recettes, tout en abaissant la norme. Tout bien considéré, le total des paiements effectués a considérablement augmenté en termes réels au fil du temps.

Au cours des années 70, le programme a fait l'objet de controverses en raison de la vive augmentation des paiements provoquée par l'accroissement considérable des recettes des provinces productrices de pétrole et de gaz. Afin de diminuer ses engagements, le gouvernement fédéral a procédé à des changements circonstanciels afin de réduire l'amplitude de l'augmentation des paiements de péréquation provoquée par la hausse des recettes provinciales provenant de l'exploitation des ressources naturelles. À l'issue de ces changements, il y a lieu de s'interroger sur les principes qui devraient servir de fondement au programme, particulièrement à l'égard de la péréquation des recettes provenant de l'exploitation des richesses naturelles.

Dans un rapport publié en 1982, le Conseil a exposé les principes généraux à partir desquels devrait être conçu, selon lui, le programme de péréquation[2]. Il convenait que l'objectif d'un tel programme était d'égaliser, entre les provinces, les avantages nets provenant des activités fiscales de leurs gouvernements respectifs. Compte tenu du fait que les ressources naturelles sont inégalement réparties entre les provinces et que, par conséquent, les avantages tirés de l'exploitation de ces ressources diffèrent de l'une à l'autre, le Conseil concluait qu'en principe, ces avantages devraient être pris en considération dans le calcul des paiements de péréquation dès lors qu'ils étaient distribués aux résidents provinciaux, « peu importe que la distribution s'effectue directement sous forme de biens et services ou d'allégements fiscaux, ou encore indirectement sous forme de prix subventionnés »[3]. Reconnaissant le droit de propriété des provinces sur les ressources naturelles, le Conseil proposait l'adoption d'un deuxième principe :

> Le montant des recettes provinciales provenant des ressources naturelles qui serait assujetti à la péréquation devrait être approximativement égal aux impôts que récolterait le Trésor fédéral, en moyenne, si ces recettes étaient distribuées aux résidants et traitées comme revenu imposable[4].

L'année même de la publication du rapport du Conseil, le gouvernement fédéral devait, en consultation avec les provinces, apporter plusieurs modifications au programme de péréquation. Premièrement, la norme que constituait la moyenne nationale a été remplacée par une norme établie à partir de cinq provinces, excluant celle de l'Alberta, qui se situent en tête de liste par ordre de revenus décroissants, ainsi que les quatre provinces de l'Atlantique, qui figurent au bas de cette même liste. Deuxièmement, la plupart des recettes des gouvernements locaux ont été incluses dans le calcul des paiements de péréquation et, troisièmement, toutes les recettes provenant de l'exploitation des richesses naturelles étaient de nouveau entièrement assujetties à une péréquation. Les deux premières dispositions avaient pour effet d'accroître le montant des paiements de péréquation provenant de sources de recettes autres que les ressources naturelles. Alors que les recettes pétrolières et gazières de l'Alberta étaient *de jure* sujettes à la péréquation en vertu de la troisième disposition, elles s'en trouvaient éliminées *de facto* en vertu de l'exclusion de la province dans le calcul de la norme.

Le passage d'une norme fondée sur la moyenne nationale à une norme établie à partir de cinq provinces seulement peut conduire à des paiements de péréquation forts différents, en raison des écarts qui peuvent survenir dans l'évaluation de la capacité fiscale par suite de l'inclusion, ou de l'exclusion, d'une province particulière dans le calcul de la norme de péréquation. Ainsi, par exemple, toute augmentation de recettes de 1 $ provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz dans l'une des provinces de l'Atlantique se traduirait, en gros, par une réduction de 1 $ dans les versements qu'elle recevrait au titre des paiements de péréquation, à moins que cette augmentation ne soit compensée par d'autres facteurs[5]. Le Conseil estime que, pour corriger ces insuffisances, il conviendrait, à l'occasion de la révision prévue du programme en 1987, d'envisager de revenir à une norme fondée sur la moyenne nationale associée à une formule de péréquation qui ne prendrait en considération qu'une partie des recettes provenant des richesses naturelles.

Il est important de comprendre que, même si le programme a toujours été financé par le gouvernement fédéral, ce mode de financement n'est pas indispensable à la réalisation des objectifs du programme. En Allemagne, par exemple, les transferts sont surtout effectués entre les gouvernements des États; plusieurs mécanismes de partage direct des revenus entre les provinces canadiennes ont été proposés[6]. Si le gouvernement fédéral doit néanmoins continuer d'assurer le financement des paiements de péréquation et si, comme nous le recommandons, les recettes provenant des ressources naturelles doivent être prises en considération afin de déterminer l'ampleur de ses versements, nous estimons alors que le gouvernement fédéral doit avoir accès à une partie des recettes que les gouvernements provinciaux tirent de l'exploitation de leurs ressources naturelles afin qu'il puisse procéder à la

redistribution souhaitée des revenus entre les différentes provinces.

Nous nous tournons maintenant vers le deuxième élément à prendre en considération, celui de la répartition entre les Canadiens des coûts financiers de l'activité du gouvernement fédéral. Le gouvernement fédéral assume certes la responsabilité du financement des paiements de péréquation, mais il s'agit là d'un programme destiné à réduire les écarts dans la capacité fiscale des gouvernements provinciaux à financer les services qu'ils offrent à leurs ressortissants. Le gouvernement fédéral se doit toutefois de fournir d'autres types de services aux Canadiens. En outre, il détient le pouvoir constitutionnel de prélever tout impôt lui permettant de respecter ses engagements et de faire face à ses responsabilités. Ce pouvoir est toutefois limité par l'article de la Constitution qui stipule que le gouvernement fédéral et les provinces sont mutuellement exemptés de leurs taxations respectives. Il s'ensuit que les recettes provenant de l'exploitation des ressources provinciales ne sont pas assujetties aux impôts fédéraux. En l'occurrence, la question de déterminer ce qui est équitable à l'égard des contribuables d'un bout à l'autre du pays semble devoir être clarifiée.

En somme nous estimons qu'il existe deux raisons qui justifient l'accès du gouvernement fédéral aux revenus des gouvernements provinciaux provenant de l'exploitation des ressources naturelles. La première consiste à ce que les paiements de péréquation financés par le gouvernement fédéral et qui découlent des recettes provenant de l'exploitation des ressources appartenant aux provinces aient l'effet de redistribution désiré entre les provinces. La seconde est de s'assurer que les coûts des activités et des services du gouvernement fédéral sont équitablement répartis entre les contribuables de ce pays en fonction de leurs capacités contributives respectives. Par conséquent,

1 **Nous recommandons que, dans le cadre de la révision des accords fiscaux entre le gouvernement fédéral et les provinces en 1987, les deux paliers de gouvernement énoncent les principes qui devraient présider au partage des revenus provenant de l'exploitation de leurs ressources naturelles et qu'ils établissent des mécanismes appropriés.**

Quelles sont les dispositions qui pourraient être l'objet d'un tel accord ? Sans vouloir limiter ou inutilement amplifier le nombre de questions qu'il conviendrait d'aborder, nous estimons que cet accord devrait être consacré au partage de la rente économique – définie comme l'excédent de revenus disponible après recouvrement de la totalité des coûts en capital et des coûts d'exploitation des producteurs, y compris un taux de rendement adéquat sur le capital investi – associée à l'exploitation de toutes les ressources naturelles ayant une valeur économique. Il est évident qu'à l'heure actuelle, certaines ressources ont plus de valeur que d'autres, encore que la situation changera vraisemblablement dans l'avenir. Nous croyons que la formulation définitive d'un tel accord exigera du temps et que l'on devra procéder par étape, comme ce fut le cas pour le programme des paiements de péréquation. À notre avis, il conviendrait de s'en tenir d'abord aux ressources naturelles dont la valeur est la plus importante et aborder graduellement les autres ressources par la suite.

S'agissant du montant qu'il conviendrait de prendre en considération dans le mécanisme de partage, nous estimons qu'il devrait être déterminé à partir des revenus potentiels – la rente économique pure – auxquels le gouvernement propriétaire de la ressource peut avoir accès, et non pas sur la base des recettes effectivement perçues. Le gouvernement d'une province peut recourir en effet à une forme quelconque d'imposition pour percevoir la rente et en redistribuer tout ou partie comme il l'entend. Il peut tout aussi bien décider de ne pas la collecter du tout. Le Conseil estime que c'est au propriétaire de la ressource qu'il revient de percevoir la rente associée à son exploitation. Mais nous croyons également que le gouvernement fédéral devrait pouvoir négocier l'accès à une partie de cette rente, quelle que soit la façon dont elle est perçue et redistribuée par le gouvernement de la province.

Puisque les mécanismes de perception de la rente économique constituent un instrument essentiel de la gestion des ressources, nous estimons qu'un tel accord serait de nature à donner plus de latitude aux gouvernements provinciaux pour gérer comme ils l'entendent les ressources qui leur appartiennent. L'influence des mesures fiscales fédérales sur la gestion des ressources provinciales s'en trouverait certes réduite, mais l'accès du gouvernement fédéral à cette catégorie de revenus continuerait d'être protégé. On se souviendra à cet égard de la décision du gouvernement fédéral de suspendre la déductibilité fiscale des redevances provinciales sur le pétrole et le gaz. Une telle décision s'explique, au moins en partie, par le fait que la hausse du taux de ces redevances, décrétée en 1974 par la province de l'Alberta, revenait à éroder l'assiette fiscale du gouvernement fédéral. L'approche que nous recommandons permettrait aux parties concernées de disposer d'une plus grande latitude pour exercer leurs responsabilités respectives.

De la même façon que nous croyons que la rente associée à l'exploitation des ressources de propriété provinciale devrait faire l'objet d'un partage avec le gouvernement fédéral, nous estimons que celle qui provient de l'exploitation des ressources des Terres du Canada devrait être partagée avec les provinces voisines et, éventuellement, les territoires. En outre, on pourrait tenter de déterminer, au cours de la phase de négociation d'un tel accord, dans quelle mesure les

revenus fédéraux potentiels provenant des Terres du Canada pourraient être partagés directement plutôt que par le biais d'autres interventions fiscales du gouvernement fédéral.

De quelle façon devrait-on déterminer le montant des transferts intergouvernementaux ? Quels principes devraient gouverner le processus de partage et quelles sont les circonstances particulières qu'il conviendrait de prendre en considération ? Nous avons identifié deux éléments dont il faudrait tenir compte : les besoins financiers du gouvernement fédéral associés au financement des paiements de péréquation, d'une part, et la répartition équitable de la fiscalité fédérale entre toutes les composantes du pays, d'autre part. La part de la rente économique des gouvernements provinciaux qui devrait revenir au gouvernement fédéral ne saurait par conséquent être constituée d'un montant forfaitaire, mais elle devrait varier en fonction de la valeur totale de la rente économique associée à l'exploitation des ressources. De plus, toute formule de partage devrait être conçue de telle sorte que les gouvernements puissent recouvrer le coût de leurs politiques respectives d'incitation à l'exploration et à la mise en valeur des ressources et d'amélioration de leur productivité. Enfin, elle devrait également reconnaître et tenir compte des interrelations qui existent entre le régime de péréquation et le système de taxation, tant fédéral que provincial, s'appliquant aux revenus des sociétés et des particuliers. Il n'appartient pas au Conseil, toutefois, d'articuler la totalité des facteurs à considérer; de telles questions devraient faire l'objet de négociations entre les parties interessées.

Étant donné l'éventail des questions à aborder et la nécessité d'identifier un certain nombre de principes et de procédures, nous sommes très conscients que ces négociations prendront du temps. Ce qui est essentiel, c'est qu'elles soient entreprises dans une perspective de long terme et que soient définis, au préalable, un ensemble d'objectifs raisonnables en ce qui a trait aux ressources naturelles devant faire l'objet de l'accord de partage et aux montants des revenus à prendre en considération. Ce qui est essentiel, c'est qu'il existe dès le départ, une volonté commune de justice et d'équité. Il convient de se souvenir, à cet égard, du nombre d'années et des efforts qu'il a fallu consacrer au programme de péréquation pour rassembler les données, adopter les procédures et le faire évoluer au fil du temps.

La mise en œuvre définitive et l'application complète de l'approche que nous proposons exigeront du temps. Nous abordons par conséquent, dans les pages ultérieures de ce chapitre, les changements que, selon nous, il conviendrait d'apporter, à titre intérimaire, aux dispositions fiscales actuellement en vigueur dans le secteur du pétrole et du gaz. L'accord de partage des recettes que nous envisageons se substituerait, le cas échéant, à ces mesures intérimaires et viendrait s'ajouter aux politiques et programmes courants du gouvernement fédéral et des provinces. C'est ainsi, par exemple, que les provinces conserveraient non seulement le pouvoir de percevoir la rente économique provenant de l'exploitation des ressources qui leur appartiennent mais également celui d'imposer les entreprises. Quant au fédéral, il continuerait d'exercer les pouvoirs qu'il détient en matière de commerce international et interprovincial, ainsi qu'en ce qui concerne la taxation des entreprises.

L'avantage primordial d'un tel accord est qu'il jouerait le rôle d'un « stabilisateur fiscal automatique » entre le gouvernement fédéral et les provinces. Le gouvernement fédéral n'aurait plus à recourir à d'autres moyens, tels que la fixation du prix du pétrole à un niveau inférieur à sa valeur économique, pour redistribuer la rente économique à l'échelle nationale, ni les provinces à donner explicitement leur consentement. Ainsi, à mesure que le montant de la rente économique associée à l'exploitation des richesses naturelles des provinces se modifierait avec le temps et que varierait le potentiel de développement économique des régions, l'accès du gouvernement fédéral à ce montant s'ajusterait en conséquence et, du même coup, les moyens qu'il pourrait consacrer au financement de programmes de stabilisation ou d'ajustement. Les provinces dont l'économie serait relativement moins prospère par suite de changements dans les cours mondiaux de certaines matières premières bénéficieraient des possibilités accrues dont disposerait le gouvernement fédéral pour prendre des mesures de stabilisation régionale.

Comme nous l'avons indiqué, nous n'entretenons aucune illusion quant aux délais qui seront nécessaires pour que l'intégralité de notre formule de partage des rentes puisse être mise en application. En conséquence, nous nous proposons de formuler, dans les pages suivantes, un certain nombre de mesures qui, à notre avis, devraient et pourraient être adoptées dans l'avenir immédiat, afin de favoriser un développement plus efficace de nos ressources énergétiques. Ces mesures nous apparaissent comme tout à fait conséquentes et compatibles avec l'accord à plus long terme de partage des rentes que nous avons recommandé.

La gestion des ressources

Les questions qui relèvent du domaine de la gestion des ressources sont vraisemblablement celles qui sont les plus étroitement reliées au problème des revenus. Nous estimons qu'à long terme, un accord de partage des revenus serait susceptible de clarifier les rôles respectifs des deux niveaux de gouvernement en matière de gestion des ressouces et, particulièrement, des ressources pétrolières et gazières provinciales. Des

améliorations aux structures actuelles de gestion doivent cependant être envisagées dès maintenant.

Le partage, par le biais de transferts entre gouvernements, de la rente économique provenant de l'exploitation des ressources est une question qui peut être traitée indépendamment de celles qui relèvent de leur gestion et des mécanismes selon lesquels elle est perçue. Il est beaucoup plus difficile, par contre, d'établir une démarcation entre la gestion des ressources proprement dite, d'une part, et le montant et les moyens de percevoir les revenus provenant des ressources, d'autre part. La propriété des ressources est un concept qui n'implique pas seulement l'exercice de pouvoirs de gestion mais aussi la responsabilité de concevoir des mécanismes appropriés pour percevoir la rente économique associée à leur exploitation, mécanismes qui doivent contribuer à maximiser les bénéfices qui peuvent en être attendus et à les répartir équitablement entre les générations actuelles et futures. Les ressources pétrolières et gazières qui sont actuellement mises en valeur appartiennent pour la plupart aux provinces encore que, dans le cas des Terres du Canada, le gouvernement fédéral en est le propriétaire. S'agissant de l'hydroélectricité, les gouvernements provinciaux contrôlent directement ou indirectement l'exploitation et la mise en valeur de leurs ressources hydrauliques par l'intermédiaire de compagnies privées et publiques.

Les gouvernements provinciaux reconnaissent et assument la responsabilité de gérer les ressources naturelles dont ils sont propriétaires. Dans le cas du pétrole et du gaz, par exemple, les provinces productrices ont mis au point des régimes de gestion complexes et perfectionnés. Ces régimes ont évolué au cours des années pour s'adapter aux circonstances et en fonction d'une meilleure compréhension du processus de mise en valeur des ressources concernées. L'Alberta, la plus grande province productrice de pétrole et de gaz, par exemple, a créé des organismes comme l'Office de conservation des ressources énergétiques et la Commission de commercialisation du pétrole pour établir les règles et les procédures destinées à orienter la mise en valeur des ressources énergétiques de la province. Parmi les responsabilités qui lui incombent, l'Office doit se livrer à un examen biennal des réserves de pétrole et de gaz, déterminer les excédents exportables, réglementer l'espacement des puits et les rythmes de production pour en maximiser le rendement et, enfin, contrôler l'exploitation afin de veiller à ce que les normes associées à la protection de l'environnement soient respectées et que les risques d'accident soient minimisés. Le gouvernement fédéral a récemment créé l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) pour exercer des responsabilités similaires dans la gestion des terres territoriales et sous-marines qui relèvent de sa compétence.

En tant que responsables de la gestion de leurs ressources pétrolières et gazières pour le compte de leurs ressortissants actuels et futurs, les gouvernements provinciaux ont élaboré des mécanismes de perception afin de collecter, ne serait-ce que partiellement, la rente économique provenant de l'utilisation de ces ressources. Dans les cas où la ressource ainsi exploitée est commercialisée à un prix inférieur à sa valeur sur le marché, une partie de la rente se trouve automatiquement transférée aux consommateurs. Afin de collecter les rentes dont ils disposent ou qu'ils ont choisi de percevoir, les pouvoirs publics ont, dans l'ensemble, introduit des régimes fiscaux prenant souvent la forme d'un système d'adjudication par enchères qui donne lieu au paiement de primes pour l'acquisition de droits d'exploration, ainsi que de redevances sur la production. Ces régimes sont généralement conçus de manière à tenir compte des écarts de rentabilité entre les différents projets de mise en valeur des ressources, des risques inhérents à de telles entreprises et de leur intérêt pour la société, dès lors qu'il s'agit d'encourager l'exploitation de toutes les réserves qui peuvent s'avérer économiquement récupérables.

Il est tout à fait clair, ainsi que nous l'avons mis en évidence au chapitre 4, que toute taxe ou toute redevance perçue par le gouvernement fédéral ou les provinces affecte le rythme et la répartition des activités de mise en valeur des ressources et constitue, par conséquent, un instrument de leur gestion. Bien qu'il soit théoriquement possible de distinguer les fonctions de gestion de celles qui consistent à percevoir les revenus provenant de l'exploitation des ressources, ces dernières apparaissent en fait comme faisant partie intégrante des activités de gestion. La réalité montre en effet, compte tenu de leurs systèmes respectifs de taxation et de redevances, que les deux niveaux de gouvernement, fédéral et provincial, ont un impact sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées sur le territoire des provinces.

À notre avis, c'est au propriétaire de la ressource qu'il revient de contrôler l'appareil fiscal instauré afin de percevoir la rente économique pure qui peut être extraite de l'exploitation de cette ressource. Le gouvernement responsable de la gestion de la ressource est celui qui est le mieux placé pour concevoir et mettre en œuvre un régime approprié constitué d'un ensemble d'adjudications aux enchères avec primes et de redevances dans le cas des ressources pétrolières et gazières, de redevances dans celui de la production de charbon ou encore, de droits de location lorsqu'il s'agit des ressources hydrauliques utilisées dans la production d'électricité, ou de tout autre régime. Étant donné que la plupart des ressources naturelles situées à l'intérieur des limites provinciales appartiennent aux gouvernements provinciaux ou sont soumises à leur juridiction, c'est à ceux-ci qu'il revient de percevoir la rente

correspondante. Simultanément, les deux niveaux de gouvernement ont toute latitude cependant pour lever les impôts qui sont généralement prélevés sur les revenus des autres facteurs de production : le capital et le travail. C'est essentiellement cette situation qui prévalait avant 1973, alors que les prix de l'énergie étaient relativement stables. Ultérieurement, les rôles respectifs des deux niveaux de gouvernement se sont obscurcis par suite des bouleversements provoqués par les vives augmentations des prix. En conséquence,

2 Nous recommandons que le gouvernement fédéral et les provinces précisent leurs responsabilités respectives en matière de propriété des ressources naturelles.

Nous suggérons que, sauf circonstances exceptionnelles, la responsabilité ultime de la mise en valeur et de l'exploitation des ressources incombe au gouvernement auquel elles appartiennent et que cette responsabilité englobe la perception de la rente économique au moyen de prélèvements tels que les primes pour les permis d'exploration, les redevances et les taxes à la production.

En formulant cette recommandation, il n'est pas dans l'intention du Conseil d'exclure la possibilité que le propriétaire de la ressource choisisse de partager ou de déléguer tout ou partie de ses responsabilités de gestion. Nous considérons plutôt que l'un de ses éléments essentiels consiste à recommander aux deux niveaux de gouvernement qu'ils s'efforcent de définir une seule autorité de gestion, assortie d'un seul ensemble cohérent de règles et de procédures. Plus d'un gouvernement pourrait toutefois participer à l'élaboration et à l'administration d'un tel régime. En fait, nous estimons qu'une participation conjointe à la gestion des ressources, dont l'accord de 1982 entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur l'exploitation des ressources sous-marines est une illustration, pourrait présenter un certain nombre d'avantages. Nous espérons que les gouvernements de Terre-Neuve et du Canada pourront également conclure prochainement un accord relatif à la gestion des ressources pétrolières et gazières sous-marines qui les concernent.

Les processus de consultation et d'élaboration des politiques

Même si nous estimons qu'une clarification des responsabilités incombant à chacun des deux niveaux de gouvernement contribuerait à réduire les frictions, il n'en subsisterait pas moins des possibilités éventuelles de conflits, mais aussi de collaboration mutuellement fructueuse, dont il faudrait systématiquement tenir compte dans la formulation des politiques énergétiques. Compte tenu de la constitution canadienne, ainsi que nous avons pu le voir aux chapitres 2 et 3, il est évident que le gouvernement fédéral dispose de certains pouvoirs dont l'exercice a des répercussions sur la mise en valeur des ressources naturelles des provinces. Il en est ainsi de ses responsabilités en matière de commerce international et interprovincial et de gestion de la situation économique générale, telle qu'elle se reflète dans le niveau de l'emploi, le taux de croissance économique et la stabilité des prix. Il en est encore ainsi de ses responsabilités à l'égard de l'harmonisation du développement économique des différentes régions du Canada et de la sécurité nationale. Indépendamment de ces préoccupations d'ordre national, les gouvernements provinciaux doivent en outre se conformer aux engagements contractés par le gouvernement fédéral auprès de la communauté internationale au nom de tous les Canadiens.

En raison du climat de crise qui a caractérisé les années 70, le gouvernement fédéral s'est vu contraint d'intervenir de plus en plus dans l'élaboration des politiques énergétiques afin de promouvoir ce qu'il jugeait être l'intérêt national. Il convient de s'interroger, toutefois, sur la forme qu'auraient dû prendre ces interventions. L'exercice des pouvoirs du gouvernement fédéral dans l'intérêt national peut entrer en conflit avec les politiques énergétiques des gouvernements provinciaux, mais il peut tout aussi bien servir la cause d'objectifs communs qu'une action concertée peut contribuer à consolider. Dans un cas comme dans l'autre, nous estimons qu'il est nécessaire d'entretenir un processus de consultation préalable à toute décision afin de réduire les possibilités de conflits ou de maximiser les avantages attendus d'efforts concertés.

À nos yeux, la dernière décennie a été le théâtre d'un effondrement du processus de consultation entre le gouvernement fédéral et les provinces en ce qui concerne la politique énergétique en général et celle du pétrole et du gaz naturel en particulier. Il va sans dire que l'omniprésence du pétrole comme facteur d'insécurité mondiale, la perception d'une escalade pratiquement incessante de ses prix réels et les contrecoups que ces événements ont fait subir à notre système économique et fiscal ont contribué à la détérioration du processus de consultation. Quelle qu'en ait été la cause, cette détérioration a eu des effets dévastateurs sur les relations fédérales-provinciales en général et, partant, sur la confiance du public. Nous pouvons et nous devons faire mieux à l'avenir.

Nous n'étions pourtant pas démunis de mécanismes de consultations. Tout au long de ces 10 années, il en existait plusieurs, tant entre les deux niveaux de gouvernement qu'avec les représentants de l'industrie. En janvier 1974, une conférence des premiers ministres principalement consacrée aux questions énergétiques devait déboucher sur une entente pancanadienne à propos de la fixation du prix des hydrocarbures, entente qui devait se substituer à la Politique nationale du pétrole. Une autre conférence des premiers ministres, tenue en avril 1975, ne parvenait pas à faire l'unanimité sur une nouvelle hausse des prix intérieurs du pétrole, suite au relèvement du cours mondial par

l'OPEP. Une augmentation ultérieure des prix canadiens, autorisée par le gouvernement fédéral, devait faire l'objet d'un gel de 90 jours en Ontario. Alors que les questions énergétiques avaient fait l'objet de 1975 à 1978 de consultations régulières entre les ministres de l'énergie du gouvernement fédéral et des provinces, celles-ci ont été remplacées par des négociations bilatérales consacrées à des aspects plus particuliers de la politique énergétique. Jusqu'en 1979, le Comité consultatif national sur le pétrole a permis à des cadres supérieurs de sociétés pétrolières de se réunir sous la présidence du ministre fédéral de l'Énergie, des mines et des ressources. Outre ces mécanismes, il en existait d'autres, dont certains depuis un bon nombre d'années, qui permettaient aux représentants des deux niveaux de gouvernement de s'entretenir de questions relatives aux différentes formes d'énergie. Aucun de ces mécanismes n'a toutefois joué le rôle de catalyseur dans la mise en œuvre d'un processus de consultation systématique et permanent entre le gouvernement fédéral et les provinces. Nous croyons qu'il est essentiel de restaurer un processus formel de consultation entre les deux niveaux de gouvernement. En conséquence,

3 Nous recommandons que soit créé un comité fédéral-provincial des ministres de l'énergie qui se réunirait au moins une fois l'an, afin d'améliorer la coopération entre les deux paliers de gouvernement.

Bien que des consultations inf[illegible]elles entre les deux niveaux de gouvernement aient été rétablies récemment, nous estimons que tous les secteurs de la société concernés par les questions énergétiques devraient pouvoir participer au processus d'élaboration des politiques en cette matière. Les gouvernements ont la possibilité, et ils l'utilisent, de consulter de temps à autre certains groupes relevant de leur juridiction. Afin de faciliter les consultations de cette nature, le comité dont nous proposons la création pourrait envisager de se doter, à titre expérimental pour une période donnée, d'un secrétariat permanent chargé de coordonner les consultations avec les groupes d'intérêt du secteur privé.

L'interruption des consultations entre les différents niveaux de gouvernement autant qu'entre le secteur privé et les pouvoirs publics a contribué à accentuer la complexité des problèmes nés de la succession des événements qui ont marqué la scène énergétique canadienne et internationale au cours de la dernière décennie. L'incertitude à l'égard des répercussions éventuelles de ces événements sur l'industrie pétrolière canadienne affectait à l'époque tous les intéressés : producteurs, consommateurs et gouvernements. Le manque de communications et l'insuffisance de consultations entre les différentes parties prenantes n'ont fait que l'aggraver. Pis que cela, les politiques en vigueur ont fait l'objet de modifications fondamentales sans que celles-ci aient été soumises à des consultations appropriées, sans que leurs répercussions éventuelles sur l'industrie pétrolière aient été correctement évaluées et sans qu'une période de transition propice à une adaptation ordonnée à ces changements n'ait été prévue. Cette façon de gérer les affaires de l'État a contribué, entre autres conséquences, à amplifier le taux de risque tel qu'il était perçu à l'époque au sein de l'industrie. Cette perception a suscité, à son tour, un alourdissement des coûts économiques, étant donné qu'elle a conduit à l'abandon de projets économiquement viables ou à une révision à la hausse des exigences de garanties et de rendements pour les projets qui étaient néanmoins entrepris. En raison du climat conflictuel dans lequel les politiques énergétiques étaient élaborées et du manque de confiance qu'il suscitait, on a éprouvé le besoin de spécifier dans le moindre détail toutes les caractéristiques des accords que l'on entendait conclure. Les politiques qui ont été promulguées se sont alors caractérisées par un manque de flexibilité, les rendant inaptes à s'adapter à l'inévitable évolution de la conjoncture, et par la création d'un système administratif extrêmement complexe comportant des coûts excessifs d'administration. En bref, le cadre dans lequel les politiques énergétiques ont été élaborées ne réunissait pas les qualités fondamentales qui devraient, selon nous, présider à la formulation d'une politique convenable.

Nous tournant vers l'avenir, nous constatons qu'il existe un large éventail de politiques, de programmes et d'accords dont certains resteront en vigueur pour plusieurs années. Par ailleurs, la situation sur le marché du pétrole semble s'être stabilisée, encore que les possibilités de brusques mouvements de prix à la hausse ou à la baisse, ainsi que d'interruptions des approvisionnements, ne soient pas totalement exclues. En outre, les leçons du passé sont encore très présentes. Bien que la situation se soit améliorée au cours des dernières années, il demeure important d'éviter de répéter les mêmes erreurs. À cet égard, nous suggérons que l'on considère comme prioritaire d'élaborer des politiques qui soient suffisamment flexibles pour pouvoir s'adapter à l'évolution des circonstances. Que l'on prévoit, le cas échéant, des périodes de transition suffisantes entre l'annonce et l'application de modifications aux politiques existantes de telle sorte que les parties concernées puissent s'y adapter sans heurts. Enfin, que l'on s'efforce de concevoir et de mettre en œuvre des systèmes fiscaux et autres mécanismes d'intervention qui soient d'interprétation et d'application aussi simples que possible.

La propriété et le contrôle du secteur énergétique

L'analyse de l'évolution de notre secteur énergétique révèle que la proportion dans laquelle il est contrôlé et possédé par des intérêts canadiens est un sujet de

préoccupation depuis de nombreuses années. Dans le domaine de l'électricité, la propriété canadienne a principalement été assurée par la prise en main des compagnies d'électricité par les provinces. Dans le cas du pétrole et du gaz, la première intervention majeure du gouvernement fédéral à l'égard de la propriété canadienne a été la création de Petro-Canada. Plus récemment et dans le cadre du Programme énergétique national, le gouvernement fédéral a fixé à 50 % le niveau de propriété canadienne qu'il convenait d'atteindre d'ici 1990. L'un des moyens qu'il a décidé d'utiliser pour y parvenir consiste à offrir des incitations financières à l'exploration des Terres du Canada qui s'avèrent d'autant plus généreuses que les entreprises qui y participent sont sous contrôle canadien. Le prélèvement de participation canadienne a également permis de mettre des fonds à la disposition de Petro-Canada pour lui permettre d'élargir la gamme de ses activités.

Les arguments qui militent en faveur d'un accroissement de la propriété et du contrôle des Canadiens sur leur industrie pétrolière et gazière sont d'ordre économique, social et politique. On se préoccupe du fait que la mise en valeur des ressources canadiennes est principalement entre les mains d'entreprises sous contrôle étranger dont les priorités pourraient être contraires aux intérêts canadiens. Au cours des périodes d'insécurité et d'incertitude qui ont caractérisé le marché international du pétrole dans les années 70, le gouvernement du Canada a estimé qu'il ne disposait pas des moyens voulus pour que les Canadiens puissent bénéficier d'une sécurité suffisante de leurs approvisionnements. Simultanément, il constatait que l'information détaillée dont il avait besoin pour analyser l'évolution de l'industrie pétrolière et élaborer des politiques appropriées lui faisait défaut. On se préoccupait également du fait que la rente économique provenant de l'exploitation de ressources appartenant aux Canadiens était perçue par des étrangers, qu'elle quittait le pays sous forme de dividendes accrus ou encore qu'elle était utilisée pour accroître leur domination sur le secteur pétrolier ou le contrôle et les actifs qu'ils détenaient dans d'autres secteurs de l'économie. En d'autres mots, on estimait que les Canadiens n'avaient guère la possibilité de participer convenablement à la mise en valeur de leurs propres ressources et qu'il était évident que seule l'intervention gouvernementale pourrait profondément transformer les structures de propriété de l'industrie pétrolière.

Certains ont soutenu qu'il n'était pas indispensable pour autant d'accroître la propriété canadienne. Ainsi, la fuite à l'étranger de la rente économique pourrait être minimisée en améliorant l'efficacité des régimes fiscaux. Le Canada, pays développé et doté d'institutions et de mécanismes législatifs bien établis, pourrait faire en sorte que l'industrie génère l'information adéquate et qu'elle gère ses affaires dans l'intérêt national. D'autres ont souligné que les Canadiens sont déjà propriétaires de la plupart de leurs ressources en hydrocarbures par l'intermédiaire de leurs gouvernements et ils se sont interrogés sur la sagesse consistant à acquérir des installations et des équipements de production existants au lieu d'investir dans de nouveaux projets.

Le degré de propriété et de contrôle de l'industrie pétrolière par les Canadiens s'est effectivement accru (voir le chapitre 3), mais il faut bien admettre que cet effort de canadianisation comporte un coût, au moins à court terme. Sur la base des données disponibles, on constate en effet que les progrès réalisés en cette matière au cours des dernières années se sont traduits par une modification de la structure de notre passif à l'égard de l'étranger, les dettes se substituant au capital-actions. De plus, la plupart des transferts de sociétés étrangères à des intérêts canadiens se sont effectués au moment où le cours des actions de ces compagnies avait atteint un niveau élevé et où les perspectives de l'industrie s'avéraient très favorables. En 1982 et 1983, toutefois, l'impact négatif de la baisse du prix du pétrole et de l'augmentation des taxes perçues par le gouvernement a profondément affecté les entreprises qui s'en étaient portées acquéreur. Un certain nombre de ces acquisitions ont été effectuées à l'aide d'emprunts considérables auprès des banques canadiennes. Ces besoins financiers ont exercé une pression à la hausse sur les taux d'intérêt canadiens qui, à l'époque, étaient déjà bien élevés et une pression à la baisse sur la valeur de notre dollar. Le montant des intérêts versés directement par l'ensemble de l'industrie canadienne (principalement le secteur pétrolier) aux prêteurs étrangers a été multiplié par 10 entre 1980 et 1982 et, à court et moyen termes, il est probable qu'ils dépasseront le montant des dividendes qui auraient été versés aux actionnaires étrangers si les sociétés acquises étaient demeurées entre leurs mains. De nombreux acquéreurs de sociétés étrangères ont éprouvé des difficultés à acquitter leurs dettes et certains d'entre eux ont eu de la difficulté à se maintenir à flot. La dimension nationaliste du PEN a également eu un effet dissuasif à l'égard des étrangers susceptibles d'investir dans le secteur énergétique canadien, ce qui a contribué au ralentissement général de ses activités.

Analysant ces questions, le Conseil se doit de se référer au mandat qui lui a été confié par le Parlement et qui stipule, à cet égard, qu'il lui incombe « d'étudier les moyens d'accroître la participation canadienne à la propriété, la direction et la gestion des industries au Canada ». Le principal objectif du Conseil consiste donc, compte tenu des circonstances, à trouver les meilleurs moyens d'atteindre cet objectif. Nous croyons que les sociétés d'État telles que Petro-

Canada, l'Alberta Energy Company, la Saskatchewan Oil and Gas Company et la Société québécoise d'initiatives pétrolières peuvent contribuer directement à renforcer l'intervention gouvernementale, tout en représentant pleinement les Canadiens. Certains se demandent si ce type de sociétés peut être aussi efficace que les entreprises privées. Le Conseil économique se penche actuellement sur cet aspect de la question. Il nous apparaît, cependant, sur la base d'observations préliminaires, que le recours à une société d'État telle que Petro-Canada dans le secteur pétrolier présente un certain nombre d'avantages.

Il existe d'autres moyens auxquels il serait possible de recourir pour encourager les Canadiens à participer davantage au développement de ce secteur par l'intermédiaire d'entreprises privées. Jusqu'à maintenant, on s'est évertué à favoriser une telle participation par le biais de subventions plus généreuses dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers (PEP), mais les résultats ne semblent pas probants. Des taux de subvention aussi élevés ne sont guère de nature, selon nous, à favoriser l'utilisation la plus efficace des fonds qui y sont consacrés et le Programme a par ailleurs une attitude discriminatoire à l'égard de l'investissement étranger. De plus, étant donné que l'octroi de subventions au titre du PEP est plus ou moins automatique, il n'existe aucun mécanisme systématique au sein du Programme qui permettrait d'allouer cet accès préférentiel aux capitaux canadiens aux entreprises les plus performantes.

Si l'on souhaite développer davantage l'effort de canadianisation par le biais du secteur privé, il serait préférable d'encourager la participation des Canadiens au contrôle et à la propriété des grandes sociétés étrangères opérant au Canada aussi bien qu'à ceux des sociétés canadiennes. Un tel encouragement consisterait à promouvoir les investissements des Canadiens dans le capital-actions de toute compagnie pétrolière exerçant ses activités au Canada et à établir un mécanisme qui favoriserait celles qui réussissent le mieux. C'est ainsi, par exemple, que le gouvernement fédéral accorde couramment un crédit d'impôt sur les dividendes versés par les sociétés incorporées au Canada, ainsi qu'un certain nombre d'incitations fiscales pour encourager les Canadiens à investir leurs épargnes dans des entreprises canadiennes. Les crédits d'impôt sur les dividendes ne constituent pas cependant une très forte incitation lorsqu'ils s'appliquent à une entreprise nouvelle ou de création récente. Plusieurs gouvernements provinciaux ont récemment instauré des crédits d'impôt au profit des Canadiens qui se portent acquéreurs d'actions de certaines entreprises. Le gouvernement fédéral pourrait prendre des dispositions du même ordre et consentir un crédit d'impôt aux souscripteurs canadiens d'actions émises par les sociétés du secteur pétrolier. À moyen terme, une mesure de ce type pourrait être intégrée à toute politique destinée à promouvoir la propriété canadienne dans ce secteur. Nous espérons que les sociétés concernées s'efforceraient de bénéficier de cette mesure et de contribuer à la réalisation de l'objectif recherché, celles sous contrôle étranger en augmentant la part de leur capital détenu par des Canadiens et les sociétés canadiennes en émettant de nouvelles actions sur notre propre marché. Nous croyons qu'une telle mesure serait préférable aux subventions à taux variables qui sont actuellement consenties en vertu du PEP. En conséquence,

4 Nous recommandons, si l'on juge souhaitable d'accroître davantage le degré de participation canadienne dans l'industrie du pétrole et du gaz, que cet objectif soit poursuivi au moyen d'incitations destinées à encourager les Canadiens à souscrire au capital-actions de toute société pétrolière exerçant ses activités au Canada.

On ne peut exclure la possibilité que cette mesure aboutisse finalement à faciliter l'accès d'entreprises étrangères au capital-actions canadien sans accroître pour autant le degré de contrôle et de propriété canadiens. Si tel était le cas, le gouvernement fédéral pourrait, après un délai raisonnable, en limiter l'application aux seules entreprises canadiennes. En cas de réussite, elle pourrait être élargie afin de promouvoir la participation canadienne au capital-actions de l'ensemble de l'industrie canadienne.

En vertu du Programme énergétique national, le gouvernement fédéral réserve à la Couronne une participation de 25 % dans les activités pétrolières et gazières entreprises sur les Terres du Canada. Dans le cas des dépenses d'exploration engagées après 1980, le montant de cette participation est censé être du même ordre que la subvention minimale de 25 % des coûts d'exploration, dont bénéficie, en vertu du PEP, toute activité entreprise sur les Terres du Canada. Aux termes de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada s'appliquant aux Terres du Canada, le ministre de l'Énergie, des mines et des ressources peut, avant d'autoriser la mise en production d'un gisement, soit transférer cette participation à une société d'État comme Petro-Canada, soit en disposer, par appel d'offres public, en faveur d'une société canadienne dont le taux de propriété canadienne est égal ou supérieur à 75 %. Dans le premier cas, la société d'État peut convertir cette participation en une participation active dans les 30 jours qui suivent l'autorisation de mise en production et assumer en conséquence une part des coûts correspondants. Si la dite société n'exerce pas son droit de conversion, la participation est dévolue au gouvernement fédéral et le Ministre doit, comme dans le deuxième cas, en disposer par appel d'offres public dans les plus brefs délais.

Pour qu'une société puisse obtenir et détenir un permis de production sur les Terres du Canada, la Loi exige également un taux de propriété canadienne minimum de 50 %, qu'elle soit d'origine privée ou publique, incluant celle de 25 % du gouvernement fédéral. Si une société ne satisfait pas à ce critère de propriété, le solde manquant est dévolu à la Couronne et doit être adjugé par appel d'offres public. Une fois que cette part est adjugée, le taux de 50 % ne s'applique plus.

Cette forme de participation de l'État constitue une condition d'accès raisonnable au programme d'encouragements fiscaux reliés aux Terres du Canada et elle donne au gouvernement fédéral la possibilité de partager effectivement les coûts et les avantages des activités qui y sont entreprises avec ses partenaires du secteur privé. Tant que le gouvernement assume sa part des coûts et transforme en temps utile sa participation formelle en participation effective, une telle disposition nous paraît être un moyen raisonnable et équitable de favoriser la participation canadienne à l'exploitation et la mise en valeur de projets pétroliers sur les Terres du Canada. Il existe toutefois d'autres dispositions pour lesquelles il y aurait lieu de préciser le critère de propriété canadienne, ainsi que de prévoir une plus grande souplesse d'application.

Ainsi, il est difficile de savoir ce qu'il adviendrait dans le cas où le taux requis de propriété canadienne, incluant ou non la part dévolue au gouvernement fédéral, ne serait pas satisfait. En dernier ressort et en vertu même de la Loi, le gouverneur en conseil pourrait, pour quelque raison que ce soit et aux conditions qu'il jugerait recevables, soustraire à l'application de la Loi toute partie des Terres du Canada. Rien ne précise les critères ou les règles de propriété canadienne ou de toute autre question abordée dans la Loi qui devraient s'appliquer dans un tel cas. Il pourrait s'avérer nécessaire par ailleurs d'introduire plus de souplesse dans d'autres dispositions de la Loi, si l'on voulait éviter de contraindre le gouvernement fédéral – dans les cas où il n'aurait guère l'intention d'y participer en raison d'autres priorités – à investir dans un projet pour uniquement satisfaire le critère de propriété canadienne préalablement requis à toute autorisation de mise en production. Le gouvernement fédéral pourrait jouir d'une plus grande flexibilité s'il lui était loisible de réduire sa propre participation dès lors qu'un financement provenant d'autres sources canadiennes permettrait de satisfaire au critère de propriété canadienne de 50 %.

Par ailleurs, la disposition relative à la participation de 25 % du gouvernement fédéral s'applique rétroactivement aux dépenses d'exploration engagées avant 1981 dès lors que le gisement a été déclaré significatif avant 1983. Le secteur privé a été profondément irrité par cette disposition qui permet au gouvernement de participer à des projets fondés sur des découvertes faites avant la mise en œuvre du PEN et, par conséquent, avant que n'ait été adoptée la législation prévoyant une telle disposition. Il s'agit d'une question qui conviendrait d'être réexaminée par Ottawa.

La sécurité des approvisionnements

La sécurité des approvisionnements énergétiques est un objectif dont l'importance primordiale a été reconnue par tous les gouvernements canadiens. Même si elle constitue une des pierres angulaires du PEN, il ne s'agit pas d'une préoccupation nouvelle des politiques de l'État. L'une des responsabilités incombant à l'Office national de l'énergie au moment de sa création, en 1959, était de veiller à ce que la sécurité du marché intérieur en matière d'approvisionnements énergétiques soit prise en considération avant d'autoriser l'exportation de ressources énergétiques. Nous avons également eu l'occasion de souligner comment le thème de l'autonomie pétrolière, autour duquel s'articule le PEN, est une suite logique des politiques antérieures du Canada en matière énergétique.

Il ressort de nos analyses que c'est essentiellement en fonction du pétrole que se pose la question de la sécurité de nos approvisionnements énergétiques pour les 10 ou 15 prochaines années. Alors que les récentes politiques de l'État ont mis l'accent sur l'autonomie pétrolière, le problème fondamental, tel du moins que nous le voyons, est celui de la sécurité de nos approvisionnements en pétrole et, en dernière analyse, de celle de l'ensemble de l'économie canadienne. En attribuant une importance excessive à la réalisation de l'autonomie pétrolière, le Canada risque de procéder à des investissements coûteux et non rentables si cette politique le conduit à mettre en exploitation des gisements qui ne se traduisent par aucun avantage économique net. Nous croyons que l'objectif essentiel devrait consister à mettre en valeur celles de nos ressources pétrolières qui sont susceptibles de contribuer le plus à l'augmentation du revenu des Canadiens.

La question de la sécurité des approvisionnements est le reflet de deux préoccupations : la possibilité de leur interruption à court terme, d'une part, et, à plus long terme, le risque d'une pénurie de produits énergétiques. À court terme, les problèmes d'approvisionnement, s'il devait y en avoir, se manifesteraient principalement dans les provinces de l'Est qui sont fortement tributaires du pétrole importé.

À l'heure actuelle, les quantités en cause sont relativement faibles. La demande canadienne de pétrole brut n'a pas seulement diminué, mais nous avons réussi à diversifier nos sources d'approvisionnement étrangères de telle sorte qu'une petite partie seulement de nos besoins actuels, environ 5 % contre 20 % en 1973, sont couverts par des importations en

provenance des pays les plus instables. De plus, en 1983, l'excédent du niveau des stocks représentait environ 200 jours d'importations brutes de pétrole léger.

Enfin, la situation qui prévaut actuellement sur le marché mondial est profondément différente de ce qu'elle était il y a 10 ans. On y observe une surcapacité considérable de production au sein des pays membres de l'OPEP, tandis que les stocks de produits pétroliers se sont fortement gonflés tant aux États-Unis que dans d'autres pays du monde. Une telle évolution devrait contribuer à réduire les risques de brusques hausses de prix de même que l'incidence de réductions temporaires des approvisionnements provoquées par l'instabilité politique de certains pays étrangers.

Parmi les mesures mises au point par le gouvernement du Canada, il convient de faire état de la création de l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie qui a élaboré, de concert avec le secteur privé, des plans de limitation de la demande et de réaffectation des approvisionnements intérieurs dans l'éventualité d'une chute des importations. En cas d'urgence, il serait possible d'accroître les expéditions vers les provinces de l'Atlantique à partir de Montréal, ou encore, d'augmenter les importations en provenance de l'est des États-Unis en échange d'exportations plus abondantes de l'Ouest canadien à destination des États du Midwest américain. Avant que le pipeline entre Sarnia et Montréal ait été prolongé, en 1976, les raffineries de Montréal étaient approvisionnées de l'étranger par le pipeline de Portland (Maine). Aujourd'hui, environ les deux tiers des approvisionnements de Montréal proviennent de l'Ouest canadien, mais la capacité du pipeline de Portland est encore suffisante pour répondre à toute la demande du Québec. Ce pipeline n'est plus utilisé à l'heure actuelle que dans la mesure où il convient de le maintenir en état de fonctionnement, étant donné qu'il est considéré comme un élément clé de la souplesse du réseau d'approvisionnement.

En 1979, le ministère de l'Énergie, des mines et des ressources a effectué une étude interne des diverses solutions qui permettraient d'améliorer la sécurité à court terme de l'approvisionnement en pétrole[7]. Les auteurs ont conclu que la solution qui consisterait à mettre une partie des capacités de production de l'Ouest canadien en réserve pour les utiliser en cas d'urgence serait très coûteuse. Ils ont également examiné la possibilité, dans des conditions semblables, d'accroître la production nationale de pétrole. Il serait possible, à leur avis, de dépasser les niveaux normaux de production pendant une période de 30 à 40 jours, mais au prix d'une perte de rendement à long terme des champs pétrolifères. La solution qui leur a semblé la moins coûteuse consisterait à procéder à un stockage. Il serait possible d'entreposer dans les galeries de sel du détroit de Canso une quantité de brut équivalente aux importations d'une année complète – en supposant que les importations interviennent pour 20 % de la demande intérieure – à un coût qui représenterait une augmentation de 2 % du prix de tous les produits pétroliers vendus au Canada. Afin d'entreposer des réserves équivalant à 90 jours de consommation, il suffirait par conséquent d'augmenter les prix d'environ 0,5 %. Avec la fermeture de certaines raffineries de l'Est du Canada, on dispose d'installations de stockage qui pourraient s'avérer encore moins coûteuses.

Dans la mesure où l'on se préoccupe de la sécurité à court terme des approvisionnements en pétrole de l'Est canadien, nous croyons que l'on peut y remédier en stockant un volume relativement faible de pétrole. En conséquence,

5 Nous recommandons, au cas où il s'avérerait souhaitable de se prémunir davantage contre le risque d'une interruption temporaire de l'approvisionnement pétrolier, qu'on établisse un modeste programme de stockage et qu'on s'efforce d'utiliser à cette fin les installations existantes afin de minimiser les coûts du programme.

Une politique de cette nature contribuerait à éviter, dans l'hypothèse d'une interruption de nos approvisionnements, que nous soyons confrontés à une pénurie de pétrole, ou dans le pire des cas, à la minimiser. Les Canadiens devraient être conscients, cependant, ainsi que l'expérience vécue au cours de la dernière décennie l'a montré, que l'on ne saurait totalement isoler l'économie canadienne des perturbations découlant de ruptures majeures d'approvisionnements ou de profondes fluctuations du prix mondial du pétrole. Nous sommes et nous continuons d'être partie intégrante de l'économie mondiale. Le moyen le plus approprié de se prémunir contre le problème de l'insécurité à long terme de l'offre mondiale de pétrole consiste par conséquent à intervenir directement pour tenter de la réduire en s'efforçant d'améliorer la coopération entre les pays producteurs et consommateurs. Nous engageons le gouvernement fédéral à se prévaloir de notre statut de pays membre de l'Agence internationale de l'énergie pour encourager une plus grande collaboration entre les pays consommateurs et les grands pays producteurs afin de parvenir à une plus grande stabilité du marché international du pétrole.

Les raffineries canadiennes traitent surtout du pétrole léger alors que la plus grande partie de notre production de pétrole lourd est destinée à l'exportation. L'amélioration de la rentabilité des opérations de valorisation du pétrole lourd contribuerait également à améliorer la sécurité de nos approvisionnements. Examinant le potentiel pétrolier du Canada en longue période, le Conseil estime qu'il est dans l'intérêt

national de poursuivre les efforts d'incitation à l'exploration de gisements susceptibles de se révéler économiquement viables dans les régions éloignées. Nous tenons à souligner toutefois que cette activité ne doit pas être entreprise aux dépens de la protection de l'environnement, de la sécurité des travailleurs et des populations autochtones, pas plus qu'aux dépens de l'exploitation éventuelle d'autres sources du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien qui s'avéreraient moins onéreuses. Sur une période de plusieurs années, le gouvernement fédéral a dépensé des milliards de dollars pour stimuler l'exploration de réserves de pétrole et de gaz économiquement récupérables au large de la côte est et dans les régions éloignées du Nord canadien. Nous considérons qu'il en va de l'intérêt national de poursuivre cette entreprise, mais à un niveau qui se traduira par des investissements plus modestes de fonds publics. Par conséquent,

6 Nous recommandons que le gouvernement fédéral continue au cours des cinq prochaines années d'encourager la recherche de pétrole et de gaz sur les Terres du Canada en y consacrant de modestes ressources et qu'il réévalue le bien-fondé d'un tel effort au terme de cette période.

Dans l'ensemble des moyens susceptibles de nous assurer la sécurité de nos approvisionnements pétroliers, et plus généralement de nos approvisionnements énergétiques, nous considérons qu'il est important de parvenir à un judicieux équilibre entre ceux qui sont destinés à accroître les réserves de pétrole disponibles et ceux qui contribuent à en réduire la demande, soit par le biais d'économies d'énergie ou par les énergies de remplacement. Dans bien des cas, il s'avère moins coûteux de comprimer la demande que d'accroître l'offre, notamment lorsque l'on tient compte du fait qu'une telle compression peut se traduire par une diminution permanente de la consommation d'énergie. Dans le cas du pétrole, le gouvernement canadien s'est efforcé d'améliorer la sécurité des approvisionnements en encourageant à la fois les économies d'énergie et les énergies de remplacement. Nous estimons que nous devons nous efforcer d'exploiter en totalité le potentiel économique dont nous disposons pour réduire la demande d'énergie et utiliser les sources qui sont les moins coûteuses. Nous croyons cependant que ce potentiel pourrait être utilisé à un moindre coût pour la collectivité que ce n'est actuellement le cas.

Ayant assuré une sécurité relative de ses approvisionnements, le Canada pourrait envisager d'exploiter le potentiel d'exportations dont il dispose. À l'heure actuelle, les exportations nettes d'énergie représentent 8 milliards de dollars par an. Il s'agit d'une importante contribution à la balance commerciale du Canada et à son économie. Les effets positifs de nos échanges énergétiques se manifestent par les recettes que l'État tire de redevances et de la fiscalité, ainsi que par la production et les emplois additionnels qui résultent d'un plus haut niveau d'activité économique dans les différents secteurs et les diverses régions.

La production d'énergie comporte des coûts autres que ceux qui sont associés à la production proprement dite et à sa commercialisation. Il en est ainsi lorsque le taux d'épuisement de nos ressources non renouvelables s'accélère. Lorsque nous consommons ou exportons une énergie non renouvelable, nous commençons par épuiser celles de nos ressources qui s'avèrent comme étant les moins coûteuses. Ce faisant, et sous réserve des progrès ultérieurs de la technologie, nous augmentons les coûts que devront acquitter les générations futures pour satisfaire leurs propres besoins énergétiques. Par surcroît, l'accélération du rythme de production de l'énergie s'accompagne, le plus souvent, d'une dégradation de l'environnement. La question fondamentale qu'il convient de prendre en considération lorsque l'on envisage de vendre du pétrole et du gaz à l'étranger consiste donc à se demander si les avantages économiques de ces exportations sont supérieurs aux coûts à long terme associés à l'épuisement accéléré de la ressource. Le problème consiste, en dernière analyse, à répartir les coûts de production de l'énergie entre les générations sur la base des coûts actuels et des coûts anticipés pour l'avenir; ce problème est commun à toutes les ressources ayant une valeur économique. Il s'agit de savoir si, en produisant et en exportant aujourd'hui, la collectivité en tirera plus d'avantages que si la production est reportée à une date ultérieure.

La question est d'autant plus complexe, et cela s'applique tout particulièrement au cas du pétrole et du gaz, que l'évolution future des prix est plus difficile à prévoir. D'une façon générale, si les prix ont tendance à progresser plus rapidement que le taux de rendement social qui pourrait être obtenu en réinvestissant le produit de l'exploitation des ressources, il est préférable de les laisser dans le sol avec la perspective d'en retirer un revenu réel plus élevé à l'avenir. Si, par contre, le taux de rendement social des revenus réinvestis est plus élevé que l'augmentation attendue du prix de la ressource, c'est évidemment l'inverse qu'il faut conclure. Il serait alors préférable d'exploiter et d'exporter la ressource dès maintenant, puisqu'elle contribuerait à accroître les revenus des Canadiens, quelle que soit la génération à laquelle ils appartiennent.

Le Canada dispose actuellement de réserves de gaz naturel qui dépassent considérablement ses propres besoins pour de nombreuses années à venir. Dans le cas de l'électricité, les exportations ont progressé régulièrement et il semble y avoir de nombreuses possibilités de les développer à long terme et à des prix favorables. Nous disposons également à moyen terme d'un potentiel d'exportation continu en ce qui a trait au pétrole lourd, étant donné qu'une bonne partie de notre

production ne peut être utilisée de façon économique au Canada. Compte tenu des richesses que semblent contenir les régions éloignées, il est possible que de nouvelles possibilités d'exportations de pétrole et de gaz excédentaires par rapport à nos besoins viennent, plus tard, s'ajouter à celles dont nous disposons déjà.

En tant que nation commerçante, le Canada a la chance d'avoir des marchés à proximité vers lesquels il peut exporter des richesses énergétiques qui peuvent être mises en valeur à un coût inférieur à leur valeur marchande. Bien que nous n'en ayons aucune certitude, il semble peu probable que les prix du pétrole et des autres formes d'énergie augmentent beaucoup à moyen terme. Il semble préférable par conséquent d'exporter davantage plutôt que de miser sur le renchérissement ultérieur de la valeur de nos ressources. Dans ces conditions, nous serions pour le moins négligents de ne pas chercher à exploiter ce potentiel d'exportation afin de créer, directement ou indirectement, de nouveaux emplois productifs à l'intention des trop nombreux Canadiens qui n'en n'ont pas.

Avant d'aborder les recommandations que nous consacrons au secteur du pétrole et du gaz, à celui de l'électricité, et à la conservation et aux énergies de remplacement, il convient de noter que le Conseil a bénéficié pour ses délibérations d'une analyse des relations existant entre le secteur du pétrole et du gaz, les régimes fiscaux qui s'y appliquent et l'économie canadienne dans son ensemble. Pour réaliser cette analyse, le Conseil a utilisé le modèle MACE mis au point par une équipe de chercheurs de l'Université de la Colombie-Britannique[8]. Le modèle prend de nombreux éléments en considération, y compris la demande d'énergie, l'offre de pétrole et de gaz, et l'ensemble des dispositions fiscales s'appliquant à ces secteurs. Tous ces éléments sont eux-mêmes reliés à un petit modèle de l'ensemble de l'économie. À partir de ce modèle, nous nous sommes livrés à un large éventail de simulations des politiques pétrolière et gazière; plusieurs d'entre elles sont présentées à l'appendice L.

La principale leçon qui s'en dégage est qu'il est possible de stimuler à la fois la croissance de l'économie canadienne et l'offre intérieure de pétrole en déréglementant les prix du pétrole et du gaz, et en modifiant le régime fiscal qui s'applique actuellement à l'exploitation de ces ressources. Il est en effet possible d'atteindre un taux de croissance économique plus élevé, de réduire le taux de chômage et le taux d'inflation, de susciter un transfert de la demande de pétrole au profit du gaz naturel dont on dispose en quantités plus abondantes et, par conséquent, de diminuer nos importations de pétrole, le tout, sans remettre en question le niveau des recettes fiscales que le gouvernement fédéral et les provinces prélèvent dans ce secteur. En outre, la plupart de ces résultats peuvent être réalisés, quelle que soit l'évolution future des prix réels du pétrole, qu'ils demeurent relativement stables, qu'ils augmentent ou qu'ils baissent.

Nous sommes conscients que ces résultats sont fondés sur des travaux économétriques et que ceux-ci ont inévitablement leurs limites. Tout en reconnaissant leur utilité, nous avons considéré par ailleurs un grand nombre d'autres facteurs avant de formuler les recommandations qui suivent.

Le secteur du pétrole et du gaz

Nous avons consacré les chapitres 4 et 5 de ce rapport à l'analyse de l'offre de pétrole et de gaz. Cette analyse nous a conduits à nous interroger sur notre aptitude à exploiter pleinement le potentiel économique que représentent les ressources en hydrocarbures dont nous disposons, étant donné les caractéristiques des politiques actuelles de l'État. Tout en reconnaissant les nombreuses incertitudes propres au secteur pétrolier, nous en avons conclu qu'il était possible et économiquement viable d'augmenter de façon significative la production canadienne de pétrole et de gaz, pourvu que ces politiques soient modifiées de façon adéquate. Il s'agirait, à cet égard, que les prix intérieurs du pétrole rejoignent le cours mondial, que la fixation du prix du gaz naturel emprunte des voies beaucoup plus flexibles et, enfin, que les régimes de taxation et d'incitations à la mise en valeur de ces ressources soient économiquement plus efficaces. L'analyse macroéconomique suggère que des modifications de cette nature contribueraient à stimuler la croissance économique et le niveau de l'emploi, sans se traduire pour autant par un fléchissement des recettes que perçoivent le gouvernement fédéral et les provinces dans ce secteur.

La progression des coûts d'exploration et de découverte au cours des années 70, jointe au caractère restrictif des politiques de l'État, a réduit la motivation et l'intérêt des entreprises à se lancer dans la prospection de nouvelles réserves de pétrole. Ce n'est qu'à la suite de l'introduction, en 1981, du prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et des réductions ultérieures des prélèvements fiscaux du gouvernement fédéral et des provinces que la situation a commencé à s'améliorer. Simultanément, les modalités du Programme d'encouragements pétroliers ont toutefois eu tendance à provoquer un transfert des activités d'exploration du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien vers les régions éloignées.

Compte tenu des conditions géologiques et techniques qui prévalent dans le bassin sédimentaire de l'Ouest, ainsi que des politiques en vigueur, la production conventionnelle de pétrole léger a fléchi au cours des 10 dernières années, tout comme l'a fait le volume des réserves établies de pétrole brut classique, le rythme auquel de nouvelles réserves ont été établies ayant été inférieur à celui de la production. Dans les

circonstances et sur la base des politiques actuelles, il est prévu que ces tendances se poursuivront à mesure que nous approcherons du milieu des années 80. Nos propres études montrent cependant qu'il serait possible de produire davantage de pétrole classique que de telles prévisions ne l'indiquent, si toutefois l'État modifiait ses politiques fiscales.

Nous avons établi en effet que, compte tenu des contraintes géologiques, technologiques et économiques, le rythme des différentes activités de l'industrie du pétrole et du gaz – et de là, le niveau des quantités produites – est en grande partie fonction des perspectives de rentabilité associées à chacune des étapes du processus d'offre d'hydrocarbures, et tout particulièrement celle de l'exploration. Ainsi, l'offre de pétrole et de gaz naturel réagit de façon significative au système de taxation qui se révèle du même coup comme étant un instrument privilégié de l'État pour influencer le niveau de la production. En conséquence, les pouvoirs publics ont la possibilité d'améliorer le potentiel d'offre de l'industrie pétrolière en lui permettant, par le biais de la fiscalité, d'obtenir un rendement approprié sur ses activités d'exploration, de mise en valeur et de production.

Examinant tout un éventail de gisements et de sources d'approvisionnements en pétrole et en gaz naturel, nous avons constaté que les coûts variaient considérablement, non seulement d'un gisement ou d'une source à l'autre, mais encore au sein d'une seule et même source. Considérant que les activités d'exploration qui sont entreprises dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont relativement moins risquées et qu'elles exigent des investissements relativement moins importants, nous avons constaté que le pétrole conventionnel est généralement le moins coûteux à produire. En ce qui concerne les gisements de la mer de Beaufort et d'Hibernia, les estimations de coûts auxquelles nous nous sommes livrés sont nécessairement moins fiables. Elles nous permettent cependant de conclure que, tout en étant plus risquées, ces sources nous permettront probablement, tôt ou tard, de produire le baril de pétrole à un coût comparable à celui de l'Ouest canadien.

L'analyse des chapitres 4 et 5 nous permet également de conclure que la première démarche fondamentale pour améliorer l'efficience de la politique pétrolière consisterait à mettre au point un mécanisme de fixation des prix adapté aux problèmes de l'offre. Ainsi que nous l'avons indiqué au chapitre 7, c'est ce même thème de la fixation des prix du pétrole et du gaz à leur coût d'opportunité qui constitue le point central de la politique que nous préconisons à l'égard de la demande et de la conservation d'énergie. Notre analyse nous a également convaincus qu'il était essentiel que l'État mette au point un système de taxation et d'encouragements fiscaux plus efficace.

La fixation des prix

Nous avons déjà eu l'occasion de faire état de notre point de vue sur le niveau des prix des différentes formes d'énergie. Il revient au gouvernement fédéral de fixer les prix des produits énergétiques dès lors qu'ils sont commercialisés à l'extérieur de leurs provinces d'origine et c'est en vertu de ce pouvoir qu'il a déterminé les prix du pétrole et du gaz naturel au cours de la dernière décennie.

Le prix du pétrole

Le marché du pétrole est international. En dernière analyse, tous les produits et tous les marchés énergétiques sont directement ou indirectement reliés au prix international du pétrole. Le pétrole brut peut être facilement transporté dans toutes les régions du monde et il se prête à de multiples usages. Il constitue la norme à partir de laquelle sont établis les prix de toutes les autres formes d'énergie et, à toutes fins pratiques, il continuera d'en être ainsi pour suffisamment longtemps. Quoi qu'ils en pensent et quelle que soit la perception qu'ils ont de la façon dont il est déterminé, qu'il soit le résultat des forces du marché ou d'ententes négociées par un cartel, c'est ce prix que les Canadiens doivent acquitter pour s'approvisionner sur le marché mondial et c'est à ce prix qu'ils peuvent escompter vendre sur les marchés étrangers le pétrole qu'ils produisent.

Le Conseil a régulièrement recommandé depuis 10 ans que les prix du pétrole brut canadien soient alignés sur celui du marché international. Nous croyons en effet que la commercialisation du pétrole sur le marché canadien à un prix inférieur au cours mondial a des effets négatifs à long terme sur l'ensemble de l'économie canadienne. Elle n'incite guère aux économies d'énergie et elle nous prive d'une partie de la contribution qu'une offre de pétrole plus abondante pourrait apporter à la croissance économique. De plus, quelles que soient les raisons qui ont pu être avancées dans le passé en faveur de prix administrés, ces raisons nous apparaissent moins justifiées aujourd'hui. En premier lieu, bien que la possibilité d'une interruption de nos approvisionnements ne soit pas totalement à écarter, le niveau plus qu'adéquat de l'offre mondiale de pétrole semble exclure une répétition de l'escalade des prix des années 70. En second lieu, le gouvernement fédéral dispose maintenant d'un meilleur accès aux revenus provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz. Enfin, les consommateurs ont disposé de plusieurs années et d'encouragements généreux de la part de l'État pour réduire, voire éliminer, leur consommation de produits pétroliers dans de nombreux domaines.

Une des principales caractéristiques de l'actuelle politique des prix est la distinction qui est faite entre le

pétrole dit ancien, parce que découvert avant 1974, et le nouveau pétrole. Une telle distinction est en contradiction avec le principe selon lequel les prix des produits doivent refléter leur valeur économique. Mises à part les différences de qualité, un baril de pétrole reste un baril de pétrole, quelle que soit l'année de sa découverte. Cette distinction devient contre-productive lorsqu'il s'agit de produire à moindre coût. Elle incite en effet les entreprises à concentrer leurs efforts sur la production de nouveau pétrole dans l'espoir d'améliorer leur rendement, même si les coûts pour une telle orientation de la production s'avèrent, pour la collectivité, supérieurs à ceux de la production d'ancien pétrole. Le maintien de cette distinction comporte inévitablement des coûts économiques et administratifs inutiles.

Nous en concluons, par conséquent, qu'il est urgent d'abandonner dès que possible la politique des prix actuellement en vigueur et donc, de faire en sorte que l'offre et la demande d'énergie réagissent davantage aux conditions du marché et à leur évolution. Il nous semble par ailleurs que le moment soit particulièrement propice pour prendre une telle décision. La déréglementation des prix ne se traduirait, à l'heure actuelle, que par une augmentation marginale des prix du pétrole canadien.

La décision du gouvernement fédéral de déréglementer les prix des produits pétroliers exigerait vraisemblablement la coopération des provinces productrices, notamment de l'Alberta. On sait en effet que la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (CCPA) commercialise la production de pétrole brut de la province. Elle se porte acquéreur de la quasi-totalité du pétrole albertain et elle est l'agent de perception des redevances « en nature » versées au gouvernement. En conséquence,

7 Nous recommandons que le gouvernement fédéral et les provinces joignent leurs efforts en vue de déréglementer dès que possible les prix du pétrole brut; nous recommandons également que la distinction qui existe actuellement entre « ancien » et « nouveau » pétrole soit éliminée.

Nous sommes convaincus que la déréglementation des prix du pétrole brut peut faire l'objet d'un consensus si elle s'accompagne d'une déréglementation graduelle des prix du gaz naturel, ainsi que nous le recommandons ultérieurement. Il est fort probable qu'une augmentation marginale du prix du pétrole serait plus ou moins compensée à moyen terme par une diminution du prix du gaz. Au total, la déréglementation bénéficierait donc au consommateur et elle stimulerait la substitution du gaz naturel au pétrole partout où celle-ci est techniquement possible.

Le prix du gaz naturel

L'existence d'excédents de gaz naturel qui pourraient être commercialisés sur les marchés canadiens et étrangers montre clairement que le problème le plus urgent à régler est celui des prix. Le système actuel de prix administrés ne convient plus et des prix moins élevés contribueraient à rétablir l'équilibre sur les marchés.

Une baisse des prix administrés serait une étape vers la solution des problèmes auxquels l'industrie est actuellement confrontée. Des changements plus fondamentaux dans l'actuelle politique de tarification s'avèrent cependant nécessaires. Nous estimons qu'une tarification intérieure plus efficace, plus souple et mieux adaptée pourrait être mise en place si on laissait jouer davantage les forces du marché. Les prix du gaz naturel devraient être à nouveau déterminés par le biais de contrats négociés entre producteurs et acheteurs.

La déréglementaion des prix du gaz devrait s'effectuer progressivement, le gouvernement continuant d'en fixer le niveau pendant une période d'environ deux ans, afin que producteurs et acheteurs puissent s'adapter à un nouveau système de commercialisation et négocier de nouveaux contrats. Une première étape pourrait intervenir en 1985, à l'expiration de l'amendement de juin 1983 à l'accord conclu entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta. Les niveaux des prix administrés au cours de la période 1985-1987 devraient, dans la mesure du possible, refléter les interactions entre l'offre et la demande, ainsi que les prix qui seront négociés dans les nouveaux contrats.

Dans le cadre de cette déréglementation des prix sur le marché canadien, les prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta ne devraient pas être déterminés de façon distincte, comme c'est le cas actuellement en vertu de l'accord en vigueur, mais résulter simplement des prix négociés en aval, après déduction des frais de transport. L'Alberta devrait être prête à accepter un prix sensible aux conditions du marché, pourvu que le gouvernement fédéral décide de transférer au stade du détail toutes les taxes, comme la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz et le prélèvement de canadianisation, qui sont actuellement perçues entre le prix courant à Toronto et le prix à la frontière de l'Alberta. En conséquence,

8 Nous recommandons que le prix du gaz naturel au Canada soit graduellement déréglementé et que le gouvernement fédéral et les provinces coopèrent pour définir une période transitoire de quelques années au cours de laquelle les producteurs et les acheteurs négocieraient les contrats nécessaires à l'établissement d'un nouveau système de commercialisation.

La deuxième étape de notre proposition suppose une déréglementation totale du prix du gaz naturel sur le

marché canadien. Pour qu'un système de prix déréglementé conduise à un mécanisme concurrentiel de fixation du niveau des prix, encore faut-il qu'un nombre suffisant de producteurs et de consommateurs puissent avoir accès au marché, et que les prix de gros soient déterminés de façon rationnelle à chacun des points de distribution du réseau de transmission. Des changements structurels du côté des acheteurs seront donc également nécessaires puisqu'à l'heure actuelle, les principaux acheteurs en sont également les transporteurs, notamment la TransCanada PipeLines (TCPL).

La déréglementation du prix du gaz sur le marché canadien ne saurait être efficace que si la TCPL et les autres compagnies de gazoduc sont en concurrence avec d'autres acheteurs pour s'approvisionner en gaz naturel. Ces autres acheteurs pourraient être des organismes régionaux de distribution ou, éventuellement, les grands consommateurs industriels. Il conviendrait pour cela, que la TCPL, propriétaire et exploitant du seul gazoduc desservant l'Est canadien, accepte, pour un tarif réglementé, de transporter du gaz pour le compte d'autres acheteurs. Bien que la TCPL pourrait continuer d'acheter et de vendre du gaz afin de respecter ses engagements antérieurs et d'écouler les stocks qu'elle a accumulés, l'exploitation du gazoduc devrait être neutre. Une solution pratique consisterait à envisager de séparer la TCPL et toute autre compagnie similaire en deux entités, l'une qui achèterait du gaz pour le revendre et l'autre qui se spécialiserait dans le transport. La compagnie de transport pourrait desservir tous les acheteurs autorisés qui négocieraient directement avec les producteurs. Nous encourageons les pouvoirs publics à examiner cette possibilité dès maintenant, car il est vraisemblable que les changements désirés ne puissent être réalisés avant plusieurs années. Par conséquent,

9 Nous recommandons, afin d'accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel, que les gouvernements envisagent de dissocier le transport du gaz des autres activités de la société TransCanada PipeLines et de toute autre société similaire, ou qu'ils considèrent tout changement qui contribuerait à atteindre un tel objectif.

Il conviendrait également que le processus de déréglementation du prix du gaz au Canada tienne compte des contrats existants ou renégociés. En conséquence, il ne pourrait être mené à son terme avant 1987 ou 1988. De plus, nous considérons qu'une rationalisation du système de zonage pour la tarification de la transmission du gaz naturel contribuerait à accroître la flexibilité des prix. En vertu du Programme énergétique national, ainsi que nous l'avons indiqué au chapitre 5, les mêmes tarifs s'appliquent au sein de l'immense zone de l'est, qui s'étend du sud-ouest de l'Ontario jusqu'à Montréal, Québec et éventuellement Halifax. En principe et compte tenu de son mandat de réglementer les gazoducs interprovinciaux, l'Office national de l'énergie aurait, dans d'autres circonstances, établi des zones tarifaires ayant tendance à refléter les coûts relatifs de transmission. Même avec des tarifs de transmission plus sensibles aux différences de coûts, les subventions en capital consenties en vertu du PEN contribueraient à réduire les tarifs de transport du gaz à l'est de Montréal. Le moyen le plus économique d'accroître le marché consisterait alors à laisser chuter le prix du gaz pour réduire les excédents actuels. L'attrait du gaz auprès des consommateurs en serait renforcé, ce qui les inciterait à l'utiliser davantage et faciliterait l'extension des réseaux de distribution. En conséquence,

10 Nous recommandons que le gouvernement fédéral, en collaboration avec l'Office national de l'énergie, prenne des mesures pour rationaliser les zones tarifaires du réseau des gazoducs en accordant une attention particulière à la zone de l'est.

La fiscalité fédérale

Le gouvernement fédéral perçoit actuellement tout un éventail de taxes couvrant l'ensemble du secteur du pétrole et du gaz naturel, de l'exploration à la vente au détail, en passant par la production, le raffinage et la transformation. Indépendamment de la taxation du revenu des entreprises, il existe deux principales catégories de taxes fédérales : les taxes à la production, qui diffèrent selon qu'elles s'appliquent à des activités entreprises sur le territoire des provinces ou sur les Terres du Canada, et les taxes d'accise.

Les terres provinciales

Nous avons déjà exprimé notre conviction que les revenus provenant de l'exploitation des ressources naturelles devraient être partagés entre les gouvernements et qu'en particulier, le gouvernement fédéral devrait avoir accès à une partie des revenus provenant de l'exploitation des ressources pétrolifères appartenant aux provinces. Dans l'attente de la signature d'un accord de partage des revenus entre les deux niveaux de gouvernement du type de celui que nous avons proposé, le gouvernement fédéral devra continuer d'exercer directement ses pouvoirs de taxation.

Sachant que l'offre de pétrole et de gaz évolue en fonction de la rentabilité de l'industrie, la taxation des revenus pétroliers est plus ou moins optimale selon qu'elle parvient à collecter la rente économique disponible, sans altérer l'incitation des entreprises à maximiser le niveau de leur production, dans des conditions normales de rentabilité et au moindre coût pour la collectivité. Il va sans dire qu'il est loin d'être facile de trouver le juste milieu entre ces deux objectifs. Il faut, à tout le moins, que le régime fiscal soit relativement simple, explicite et stable, et de plus, qu'il

soit aussi neutre que possible, c'est-à-dire qu'il évite de favoriser un type d'investissement ou une source particulière d'approvisionnements. Les taxes et les redevances prélevées sur les revenus provenant de l'exploitation des ressources devraient être fonction de la rentabilité anticipée de la production.

Un régime de taxation optimal permet la mise en valeur de tous les projets susceptibles de se traduire par la production de pétrole et de gaz à un coût social inférieur à leur valeur marchande au point d'extraction. Dans le cadre d'un tel régime, les projets rentables ne sont pas sous-taxés et ceux dont la rentabilité n'est que marginale ne sont pas surimposés. S'il n'existe aucune rente économique, le régime devrait en tenir compte et s'y adapter. Lorsqu'il en existe une, elle devrait être collectée par le propriétaire de la ressource.

D'une façon générale, les provinces productrices de pétrole se sont dotées de régimes fiscaux qui, tout en étant imparfaits, se rapprochent beaucoup des objectifs que nous avons exposés. Au chapitre 4, nous avons expliqué pourquoi il est avantageux d'y inclure un mécanisme d'adjudication par enchères des permis d'exploration. Un tel mécanisme permet de rendre le régime fiscal plus souple, lorsque l'on considère notamment les aléas du cycle complet de mise en valeur des ressources pétrolières : exploration (environ deux ans); forage (un an ou deux de plus); délimitation et aménagement (quelques années additionnelles); et production (peut-être de 20 à 30 ans de plus). Nous avons signalé toutefois que la politique relative aux sables bitumineux pourrait être plus explicite et plus stable. La multitude des dispositions fiscales particulières s'appliquant à l'exploitation *in situ* des sables bitumineux et à la récupération assistée du pétrole semblent également contraires à nos critères de simplicité et de stabilité.

Nous avons déjà avancé, à plusieurs reprises, que c'est au propriétaire de la ressource qu'il revient de percevoir les redevances, taxes et droits de prospection prélevés à la production ou lors de l'octroi des permis d'exploration, et que ces taxes et autres prélèvements constituaient autant de moyens de collecter la rente économique associée à l'exploitation de la ressource en question. Le gouvernement fédéral est toutefois engagé, lui aussi, dans ce processus de perception d'une partie des revenus provenant de l'exploitation des ressources en pétrole et en gaz appartenant aux provinces. Il continuera de l'être tant et aussi longtemps que les deux niveaux de gouvernement ne seront pas parvenus à un accord de partage des revenus du type de celui que nous avons proposé. Dans ces conditions, il importe que le processus fédéral de perception de ces revenus n'écarte pas la production de son niveau optimal et soit, de préférence, établi en coopération avec les gouvernements des provinces productrices.

À l'heure actuelle, la taxation fédérale s'appliquant au stade de la production de pétrole et de gaz d'origine provinciale prend la forme d'une taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG), d'une taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS) et de l'impôt sur le revenu des sociétés.

La TRPG telle qu'appliquée à l'heure actuelle à la production de pétrole et de gaz classiques est grossièrement inadaptée. Elle ne prend que partiellement en considération les écarts qui existent entre les coûts de production des différentes sources de pétrole et de gaz. Or, ces écarts sont le reflet de la diversité des caractéristiques géologiques et économiques, et constituent l'un des aspects essentiels de l'offre d'hydrocarbures. Elle conduit par conséquent à une mauvaise répartition des efforts de mise en valeur entre les différentes sources d'approvisionnements et constitue un frein à l'exploration et à l'aménagement de réserves économiquement récupérables. Nous avons mis en évidence, au chapitre 4, que l'effet combiné de la hausse des coûts de production et de celle des prélèvements fiscaux en vigueur en Alberta n'incitait guère, en général, les grandes entreprises à acquérir de nouveaux permis d'exploration de pétrole classique. Nous avons estimé que le taux de rendement des investissements au cours des dernières années dans l'exploration, la mise en valeur et la production de nouveau pétrole classique a été, en moyenne, inférieur à la normale. Nous avons de plus constaté que cette catégorie de pétrole est l'un des moins coûteux que l'on trouve au Canada. Il s'ensuit que les réserves de pétrole classique qui pourraient être mises en production à des coûts sociaux très inférieurs au prix mondial demeurent inexploitées. Les études que nous avons entreprises à cet égard nous enseignent enfin qu'une augmentation de la rentabilité de l'industrie se traduirait par une hausse de la production.

Il est clair, à nos yeux, que le gouvernement fédéral doit, de toute urgence, réformer la TRPG, particulièrement à l'égard de la production de pétrole classique. Toute modification de la TRPG devrait permettre de déduire une partie du coût en capital tout autant que les dépenses d'exploitation et, partant, de tenir davantage compte de la rentabilité éventuelle de la production. Dans cet ordre d'idée, signalons que l'application de la TRPG aux projets de récupération assistée du pétrole, y compris la production *in situ* des sables bitumineux, a déjà fait l'objet de modifications importantes. La taxe n'est pas perçue tant que les revenus de la production ne couvrent pas les investissements admissibles qui ont été effectués au titre de ces projets. Le gouvernement fédéral, après consultation avec les provinces et notamment les provinces productrices, devrait déterminer – compte tenu de ses besoins financiers, des taux d'imposition requis pour les satisfaire et de leur impact sur les niveaux de production – la nature et l'amplitude des déductions en

capital qu'il serait approprié d'introduire dans le calcul du montant de la TRPG.

La TRPG ayant été modifiée afin qu'elle tienne davantage compte de la rentabilité de la production de pétrole classique, le gouvernement fédéral n'aurait plus guère besoin de recourir à la TRPS. La mise en vigueur de cette taxe, promulguée le 1er janvier 1982, a été suspendue, sauf pour certaines unités de traitement des sables bitumineux, jusqu'au 31 mai 1985. Elle devrait permettre au gouvernement fédéral de percevoir des recettes additionnelles en taxant une partie de celles découlant de la différence entre le prix de l'ancien pétrole, déterminé par l'entente de septembre 1981 entre le gouvernement fédéral et l'Alberta, et celui qui avait été préalablement fixé à un niveau inférieur dans le PEN. Ainsi, le maintien de la TRPS impliquerait que l'on continue d'établir une distinction entre ancien et nouveau pétrole. Pour ces deux raisons, nous suggérons que cette taxe soit éliminée.

Ce que nous proposons, à titre de mesure intérimaire, jusqu'à ce qu'un accord de partage des revenus entre les deux niveaux de gouvernement soit négocié, c'est que le gouvernement fédéral modifie son système actuel de taxation des revenus tirés de la production de pétrole et de gaz à partir de ressources appartenant aux provinces. De telles modifications seraient d'autant plus constructives qu'elles résulteraient de la coopération des deux ordres de gouvernement. Le gouvernement fédéral devrait s'efforcer de rendre son système de taxation plus efficace. Compte tenu de la nécessité de tenir compte de ses interventions en cette matière, ces modifications devraient finalement servir tant les intérêts de la province que ceux de l'industrie. En conséquence,

11 Nous recommandons que le gouvernement fédéral élimine la taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires « afin d'améliorer l'efficacité de son régime » de taxation des revenus tirés de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières appartenant aux provinces. Nous recommandons en outre, à titre intérimaire, que la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, telle qu'elle s'applique actuellement à la production de gaz et de pétrole classiques, soit modifiée pour tenir compte des coûts en capital comme des coûts d'exploitation, de telle sorte qu'elle devienne similaire à un impôt sur les bénéfices.

Sur la base de la structure actuelle des redevances, l'application du cours mondial à l'ancien pétrole, conformément à notre recommandation antérieure, se traduirait par une augmentation des revenus de l'industrie et des provinces. Il en serait de même pour le gouvernement fédéral en ce qui concerne les revenus associés à la production du pétrole considéré actuellement comme étant de « l'ancien pétrole ». Notre proposition de déduire les coûts en capital dans le calcul d'une TRPG modifiée contribuerait cependant à réduire l'assiette fiscale du gouvernement fédéral et, par conséquent, le produit de cette taxe. Dans l'ensemble, selon l'amplitude des déductions en capital autorisées et de l'augmentation de production que susciterait une taxe plus sensible aux taux de rentabilité, il pourrait s'avérer nécessaire d'envisager une faible augmentation du taux de la TRPG modifiée, de telle sorte que le gouvernement fédéral puisse bénéficier d'un montant de recettes identique à celui qui prévaut dans le régime actuel.

Une TRPG modifiée pourrait également contribuer à la réalisation d'un autre objectif pendant la période intérimaire précédant la conclusion d'un accord de partage des revenus. Si le prix mondial du pétrole devait de nouveau augmenter de façon significative, il serait approprié pour le gouvernement fédéral d'envisager, de concert avec les provinces, de relever le taux de cette taxe afin de prélever une partie des revenus inattendus. Inversement, dans l'hypothèse d'une chute des prix, le taux d'une TRPG modifiée pourrait être réduit, tout comme la part de recettes revenant aux provinces. Dans les deux cas, la TRPG modifiée jouerait le rôle d'« amortisseur » de l'instabilité financière susceptible d'affecter l'industrie par suite des fluctuations prononcées du prix international du pétrole. Il serait préférable, selon nous, de déterminer à l'avance, d'un commun accord entre le fédéral et les provinces productrices, quelles devraient être les caractéristiques générales des mouvements de prix pour que ces changements soient mis en vigueur. En conséquence,

12 Nous recommandons que le gouvernement fédéral et les provinces productrices fixent d'un commun accord les conditions dans lesquelles le taux de la taxe modifiée sur les recettes pétrolières et gazières pourrait varier en fonction des fluctuations majeures du prix international du pétrole.

Les modifications que nous proposons, associées à une collaboration plus étroite avec les provinces, devraient permettre au gouvernement fédéral, dans l'hypothèse d'une hausse significative des prix, de continuer d'avoir accès à une proportion raisonnable des revenus provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz. Dans le cas opposé d'une baisse accentuée des prix, les deux niveaux de gouvernement devraient être disposés à accepter une réduction de leurs parts des revenus.

En plus de ces changements, et par souci de simplicité, d'efficacité et d'équité, nous croyons qu'il conviendrait d'éliminer progressivement toutes possibilités de « double imposition ». C'est ainsi, par exemple, que l'actuelle TRPG n'est pas déductible dans le calcul de l'impôt fédéral sur le revenu des sociétés, pas plus que ne l'est la redevance provinciale, encore que le gouvernement fédéral ait institué une provision pour ressources de type forfaitaire afin de tenir compte de cette

non-déductibilité. Ainsi que nous l'avons montré au chapitre 4, l'interaction entre les différentes catégories de taxes a des répercussions sur l'industrie. Le problème de la double taxation devrait être réglé pour que les régimes d'imposition des différents niveaux de gouvernement soient plus efficaces et contribuent à maximiser le rendement social de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel.

Les Terres du Canada

Sur la base des données disponibles, les régions éloignées sous administration fédérale, tant à l'intérieur de nos frontières qu'au large des côtes, semblent disposer d'un potentiel considérable à long terme. Nous considérons que ce potentiel de production de pétrole et de gaz viendra s'ajouter plutôt que se substituer à celui de l'Ouest canadien. D'après les estimations de coûts auxquelles nous nous sommes livrés au chapitre 4 à propos des gisements de la mer de Beaufort et de la côte est, nous sommes parvenus à la conclusion qu'il est possible d'y produire un pétrole à des coûts relativement favorables, mais qu'il subsiste de nombreux aléas. Tout compte fait, nous estimons que, dans les deux cas, ces régions pourraient contribuer à améliorer la sécurité de nos approvisionnements et, éventuellement, nous permettre d'exporter du pétrole brut léger à l'avenir.

La mise en valeur de ces gisements ne se fera toutefois que progressivement, compte tenu des énormes difficultés des opérations de forage et des problèmes d'ordre technique qui restent à résoudre. Les connaissances recueillies à l'occasion de la prospection de ces gisements, de même que les progrès constants de la technologie, justifient la poursuite des efforts entrepris. En dépit de l'importance des richesses pétrolières, les inévitables délais et les sommes élevées qu'il faut consacrer à leur exploration et à leur mise en valeur ont nécessairement d'importantes répercussions sur les retombées économiques potentielles de ces projets, qu'ils soient entrepris par le secteur privé ou public. En conséquence, leurs perspectives de rentabilité économique demeurent incertaines.

À ces incertitudes qu'accentuent les longs délais qu'exige tout projet de développement dans les zones éloignées avant de parvenir à maturation, vient s'ajouter l'ambiguïté des priorités de la politique énergétique dans le Nord canadien. Lorsqu'il s'agit de déterminer les différentes options de mise en valeur des ressources qui se trouvent dans les régions éloignées à l'intérieur des terres et au large des côtes, de nombreux facteurs doivent être pris en considération. Il s'agit de tenir compte de la fragilité des écosystèmes, de l'élimination des répercussions négatives éventuelles de certains facteurs socioéconomiques sur les habitants de la région, de la nécessité de mieux connaître le potentiel des ressources dont elle dispose et du rythme selon lequel doit être entreprise l'industrialisation de la région, questions que l'on ne peut aborder sans référence au degré de priorité attaché à l'objectif du développement de la région. Il est essentiel, par conséquent, que le gouvernement fédéral clarifie ses intentions à l'égard de ces questions et des priorités qu'il entend poursuivre à propos des Terres du Canada et, ce faisant, qu'il accorde l'importance qui convient au souci d'efficience économique.

Dans le même ordre d'idée, nous croyons qu'un certain nombre de modifications au régime fiscal qui s'applique actuellement aux Terres du Canada dans le secteur du pétrole et du gaz contribueraient à améliorer l'efficacité et la compétitivité du processus d'exploration et de mise en valeur des ressources pétrolières. À l'heure actuelle, les sociétés acquièrent des droits de prospection sur ces terres de juridiction fédérale dans des conditions négociées, au nom du gouvernement fédéral, avec l'APGTC. Compte tenu des nombreux avantages que le système actuel comporte, nous croyons qu'il s'impose, du moins avant la fin de la décennie, de lui substituer un système d'adjudication par enchères, du type de celui qu'utilisent actuellement les provinces productrices. Dans le passé, il n'était vraisemblablement pas possible d'instaurer un tel système d'adjudication mais, à mesure que l'information et les données s'accumulent, il devient de plus en plus souhaitable de l'adopter afin d'associer l'ensemble du système fiscal à la rentabilité attendue des réserves, telle qu'estimée par l'industrie. Le mécanisme des enchères permettrait par ailleurs au gouvernement fédéral de percevoir sans délai des revenus sur les ressources faisant l'objet du système de mise en adjudication.

Dans sa forme actuelle, le régime fiscal qui s'applique aux Terres du Canada comprend une redevance de base de 10 %, une redevance additionnelle progressive (RAP), la TRPG, et bien entendu, l'impôt sur le revenu des sociétés pétrolières. La RAP a été conçue de telle sorte qu'elle tienne compte de la rentabilité de la production d'un gisement pétrolier ou gazier. Il s'agit, selon les critères que nous avons présentés au chapitre 4, d'une redevance efficace. L'application simultanée de la TRPG et de la redevance de base pourrait toutefois réduire l'efficacité de la RAP en tant qu'instrument de perception de la rente économique éventuelle. De plus, même s'il est possible que la TRPG soit nécessaire au gouvernement fédéral pour percevoir une partie des revenus provenant de la production de pétrole et de gaz sur des terres provinciales et pour lesquels les provinces disposent de leur propre régime de taxation, elle n'a cependant aucune utilité en tant que taxe distincte lorsqu'il s'agit des Terres du Canada où le fédéral exerce un contrôle absolu sur la perception des revenus. Étant donné que la RAP peut être considérée comme une taxe efficace,

il est inutile d'appliquer une TRPG distincte. La redevance de base de 10 % pourrait nuire à la mise en valeur de réserves ayant une valeur économique mais qui ne sont que marginales, bien que son application soit déjà laissée à la discrétion du Ministre. En conséquence,

13 Nous recommandons, en ce qui concerne les revenus provenant de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières des Terres du Canada, que le gouvernement fédéral :

• introduise un système compétitif d'adjudication des permis d'exploitation et de mise en valeur par enchères, dès que les données recueillies et le nombre éventuel des compagnies le permettront;

• élimine la TRPG et utilise la redevance additionnelle progressive comme principal instrument de perception des revenus provenant de l'exploitation des ressources en pétrole et en gaz.

Il va sans dire que l'impôt fédéral sur le revenu continuerait de s'appliquer aux bénéfices des sociétés.

Les taxes d'accise fédérales

En plus de la mise en place d'un régime de prix administrés du pétrole et du gaz naturel tel que défini par le PEN, le gouvernement fédéral a introduit un certain nombre de taxes au niveau de la vente en gros du pétrole et du gaz naturel, ainsi que des produits connexes. À compter du 1er février 1984, la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz a été ramenée à zéro afin que le prix du gaz naturel livré à Toronto continue de correspondre à 65 % du prix du pétrole, tel que prévu dans l'accord de septembre 1981. Le prélèvement d'indemnisation pétrolière est perçu sur l'ensemble du pétrole, intérieur ou étranger, traité ou consommé au Canada; il est utilisé pour subventionner l'excédent du coût du pétrole pour les raffineurs par rapport au prix intérieur pondéré. Si les prix du pétrole et des produits pétroliers étaient déréglementés, cette taxe deviendrait inutile.

La redevance spéciale de canadianisation a été appliquée au pétrole brut et à certains produits pétroliers, ainsi qu'au gaz naturel et aux liquides du gaz consommés au Canada, pour financer l'achat des actifs canadiens de grandes entreprises pétrolières étrangères. En février 1984, le ministre de l'Énergie, des mines et des ressources déposait un projet de loi prévoyant d'affecter le produit de cette taxe aux besoins financiers généraux du gouvernement, projet qui n'a toutefois pas encore été sanctionné par le Parlement. Le gouvernement fédéral est pleinement justifié de prélever une taxe d'accise sur le pétrole et le gaz naturel et les produits apparentés. Toutefois, si les mesures de canadianisation sont poursuivies dans l'intérêt national, il y a tout lieu de croire que leur coût devrait être assumé par l'ensemble des contribuables canadiens et pas seulement par les consommateurs de pétrole et de gaz naturel.

Avec la déréglementation des prix du pétrole et du gaz naturel et une TRPG modifiée de façon appropriée pour que le gouvernement continue d'avoir accès aux revenus de la production, il lui serait inutile d'imposer des taxes d'accise au niveau de la vente en gros. Par contre, il serait avantageux, à plusieurs égards, de prélever des taxes au niveau, ou le plus près possible du niveau, de la vente au détail. Tout d'abord, les prix étant déréglementés, les taxes imposées au niveau de la vente en gros seraient assumées, au moins en partie, par ceux qui utilisent du pétrole et du gaz naturel dans leurs opérations de production. Dans le cas de la consommation industrielle et surtout dans le cas de l'industrie pétrochimique, où pétrole et gaz représentent un pourcentage important du coût de production, la compétitivité internationale des producteurs en serait affaiblie. En second lieu, une taxe prélevée au niveau de la vente au détail peut être relativement efficace si son produit est affecté à des interventions qui correspondent à peu près à la consommation sur laquelle elle est prélevée. Par exemple, le produit d'une taxe fédérale ou provinciale sur les carburants destinés aux véhicules pourrait servir à subventionner la construction et l'entretien des routes, tandis que ce genre de taxe serait beaucoup moins approprié si elle devait être appliquée au mazout. Enfin, il convient de faire remarquer que les taxes prélevées au niveau de la vente au détail peuvent être modifiées pour influencer les niveaux relatifs de consommation de divers produits, conformément à d'autres objectifs de la politique de l'État, tels que d'inciter les consommateurs à substituer le gaz naturel au pétrole.

En transférant la perception des taxes du niveau de la vente en gros au niveau de la vente au détail, les coûts d'administration ont généralement tendance à augmenter, étant donné le plus grand nombre de points de vente et, par conséquent, de perception. Les taxes fédérales d'accise étant toutefois déjà perçues à proximité du niveau de la vente au détail, l'élimination de celles qui sont actuellement prélevées au niveau de la vente en gros aboutirait probablement à réduire les coûts administratifs.

Dans l'hypothèse où le gouvernement fédéral se voyait contraint d'intervenir à un moment quelconque, et espérons-le pour un court laps de temps, afin d'influencer les comportements sur les marchés du pétrole et du gaz naturel, ces taxes prélevées au niveau de la vente au détail, ainsi que la TRPG modifiée et l'impôt sur le revenu des sociétés au niveau de la production, pourraient constituer des mécanismes appropriés d'intervention. Ainsi, en cas de baisse imprévue des prix du pétrole, le gouvernement fédéral pourrait, au cours d'une période d'incertitude, empêcher les prix à la consommation de chuter d'autant en

augmentant les taxes prélevées au niveau de la vente au détail. Les industries consommatrices de pétrole pourraient cependant demeurer compétitives par rapport à leurs concurrents étrangers. Le supplément de revenu perçu par le gouvernement fédéral à ce niveau pourrait être utilisé pour compenser les réductions du taux de la TRPG modifiée et de l'impôt sur le revenu qu'il conviendrait d'envisager pour que les producteurs canadiens de pétrole et de gaz puissent continuer de réaliser des rendements adéquats. Inversement, dans le cas d'une hausse significative des prix du pétrole, il serait possible, pour en amortir le choc, de réduire les taxes sur la vente au détail, tandis que l'augmentation des recettes provenant de la TRPG modifiée et de l'impôt sur le revenu pourrait être utilisée pour financer des programmes d'ajustements, tels que celui qui consisterait, par exemple, à transférer tout ou partie de ces recettes supplémentaires aux ménages à faible revenu sous la forme de crédits d'impôt temporaires. Par conséquent,

14 Nous recommandons qu'en conjonction avec la déréglementation des prix du pétrole et du gaz, le gouvernement fédéral transfère au niveau de la vente au détail ou à proximité de ce niveau, la perception de chacune des taxes d'accise qui sont actuellement prélevées au niveau du producteur ou de l'utilisateur industriel du pétrole et du gaz, ainsi que des produits connexes.

Les programmes fédéraux d'incitations à l'exploration

En principe, les politiques de l'État ne devraient pas chercher à promouvoir une source de pétrole ou de gaz plutôt qu'une autre, mais laisser plutôt aux réalités géologiques et économiques le soin de dicter la répartition des activités d'exploration, de mise en valeur et de production. Reconnaissant l'ampleur du risque d'exploration et les répercussions positives pour le pays tout entier d'une production intérieure plus abondante, le gouvernement fédéral a néanmoins choisi, pendant de nombreuses années, de partager certains de ces risques par des programmes d'incitations à l'exploration pétrolière. À l'époque du PEN, l'une de ces incitations, « la déduction pour épuisement », prenait la forme d'une déduction supplémentaire dans le calcul de l'impôt sur le revenu représentant un certain pourcentage du coût admissible des dépenses en capital.

Pour pouvoir bénéficier pleinement de ce type d'incitation fiscale, encore faut-il que l'entreprise dispose de revenus provenant de ses activités de production. L'État s'est préoccupé du fait que les encouragements qu'il consentait, par l'intermédiaire de dispositions d'ordre fiscal, étaient fonction des revenus imposables de la société et, par conséquent, à titre principal, des revenus provenant de sa production courante de pétrole et de gaz naturel. En conséquence, les grandes entreprises déjà bien établies, la plupart sous contrôle ou appartenant à des intérêts étrangers, étaient plus favorisées que les petites sociétés canadiennes de création récente dont les revenus imposables étaient insuffisants pour profiter pleinement de ces incitations fiscales. C'est pour cette raison que la « remise pour épuisement » relative aux dépenses d'exploration et de mise en valeur, a été progressivement éliminée et remplacée par des subventions directes en vertu du PEP. Ainsi que nous l'avons fait remarquer, le PEP prévoit des taux variables de subventions destinées à favoriser les travaux de prospection entrepris sur les Terres du Canada par rapport à ceux entrepris sur les terres provinciales, ainsi que les sociétés à fort pourcentage de participation canadienne. Nous avons déjà eu l'occasion de considérer ce dernier objectif; c'est donc aux programmes fédéraux d'incitations à l'exploration que nous nous consacrons maintenant.

Les terres provinciales

De la même façon que la forme et le niveau de la fiscalité fédérale qui s'appliquent aux provinces affectent inévitablement le rythme et la nature de différentes activités de l'industrie, les programmes fédéraux d'encouragements à l'exploration influencent la prospection et, vraisemblablement, les activités situées en aval, y compris la production. En conséquence, les stimulants fédéraux ont également des répercussions sur la gestion des ressources provinciales de pétrole et de gaz.

Un système d'adjudication par enchères des permis d'exploration est un mécanisme qui permet aux gouvernements de collecter des revenus sur les ressources avant que toute activité de production n'ait été entreprise et qui, par conséquent, aboutit à transférer le risque au prospecteur. Les encouragements à l'exploration sont différents, puisqu'ils amènent l'État à participer aux coûts et aux risques associés aux activités d'exploration. Ce faisant, ils tendent à en accroître le rythme. Puisqu'un système d'adjudication par enchères joue le rôle d'un amortisseur, on peut aussi s'attendre, lorsqu'il s'agit d'un système compétitif, à ce qu'une partie des avantages des encouragements à l'exploration se réflète dans le montant des enchères. Il s'ensuit que les encouragements à l'exploration du gouvernement fédéral peuvent se traduire en partie par un transfert entre gouvernements dans le cas où le produit des enchères pour l'acquisition de permis d'exploration va aux gouvernements provinciaux. Il s'agit d'une des raisons pour lesquelles le gouvernement fédéral a modifié, en 1979, le traitement fiscal des paiements effectués pour l'acquisition de permis d'exploitation, en réduisant de 30 à 10 % le maximum de la déduction annuelle permise à cet égard dans le calcul de l'impôt sur le revenu des sociétés. En tout

état de cause, les programmes fédéraux d'encouragements ont des conséquences directes sur la gestion des ressources et c'est pour cette raison, parmi d'autres, que le gouvernement de l'Alberta administre et finance son propre programme d'encouragements pétroliers à l'échelon de la province.

Nous reconnaissons que le gouvernement fédéral, par l'intermédiaire de ses politiques fiscales et de toute une gamme d'autres politiques, influence les projets provinciaux de mise en valeur du pétrole et du gaz. C'est dans cette perspective que nous avons formulé antérieurement, à propos de l'analyse du processus de consultation, des recommandations destinées à clarifier les responsabilités des deux niveaux de gouvernement en matière de gestion des ressources, tout en encourageant leur collaboration dans des domaines où leurs politiques respectives sont nécessairement interactives. Par souci de cohérence, il convient de se demander si, d'une façon générale, le gouvernement fédéral doit systématiquement encourager l'exploration et la mise en valeur de ressources pétrolières et gazières de propriété provinciale par des programmes d'incitations spéciales. Par incitations spéciales, nous entendons les subventions, les stimulants fiscaux consentis sous la forme de crédits d'impôt ou de rabais sur les taux d'imposition et qui ne sont pas généralement offerts à d'autres secteurs de l'activité économique, particulièrement à ceux qui possèdent des caractéristiques semblables, ainsi que les déductions fiscales consenties dans le cadre de l'imposition des revenus et qui vont au-delà de celles qui correspondent aux coûts raisonnables associés au gain d'un revenu.

Nous reconnaissons également que le gouvernement fédéral peut avoir un intérêt particulier à promouvoir la mise en valeur de certains secteurs de l'activité économique, de certaines régions ou encore de certaines technologies nouvelles, et qu'il peut juger souhaitable, par conséquent, d'y contribuer en collaboration avec les provinces. Ces dernières seront probablement favorables à une telle contribution, particulièrement lorsque les besoins en la matière dépassent leur propre capacité d'intervention.

Nous proposons, par conséquent, que les deux niveaux de gouvernement conviennent que c'est aux gouvernements provinciaux qu'il revient essentiellement de financer les programmes d'encouragements et d'incitations spéciales destinés à stimuler l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières qui leur appartiennent. En vertu d'une telle approche, le programme fédéral d'encouragements pétroliers sur les terres provinciales autres qu'en Alberta serait graduellement abandonné. Les subventions existantes seraient maintenues, tandis qu'à l'issue d'une période prédéterminée, aucune autre subvention fédérale pour des activités entreprises sur les terres provinciales ne serait accordée. Le gouvernement fédéral devrait envisager de procéder à une réduction correspondante des recettes fiscales qu'il perçoit de le secteur.

Conformément à cette approche, le gouvernement fédéral restreindrait ses programmes d'incitations spéciales au profit des terres provinciales à des cas d'intérêts particuliers tels que, par exemple, le développement régional et certaines technologies, ou à des situations dans lesquelles la capacité d'intervention des gouvernements provinciaux s'avérerait insuffisante. La participation fédérale devrait, de préférence, être entreprise en collaboration avec le gouvernement provincial concerné. Tous les gouvernements devraient être conscients, par ailleurs, qu'à défaut d'être prudents dans leur programme d'encouragements, ils pourraient être amenés à assumer une proportion excessive des coûts et des risques, et à stimuler l'activité au-delà du seuil où elle s'avère économiquement rentable, avec tous les coûts que cela comporterait pour l'économie.

Les Terres du Canada

Nous avons suggéré, dans notre sixième recommandation, que le gouvernement fédéral continue, au moins pendant les cinq prochaines années, de promouvoir l'exploration pétrolière sur les Terres du Canada. Nous avons également souligné que les subventions attribuées en vertu du PEP au profit des activités entreprises sur ces Terres, et qui peuvent représenter jusqu'à 80 % des coûts d'exploration dans le cas où les sociétés bénéficiaires ont le taux requis de propriété canadienne, sont extrêmement généreuses tant en termes absolus que par rapport au niveau de celles qui peuvent être obtenues sur les terres provinciales. Nous croyons qu'une telle politique a trop privilégié l'exploitation et la mise en valeur de gisements plus coûteux et plus risqués et conduit le gouvernement fédéral à des dépenses excessives. Puisque nous avons antérieurement recommandé que la canadianisation du secteur pétrolier soit poursuivie par d'autres moyens, les subventions accordées en vertu du PEP pourraient l'être à un taux uniforme. Le taux minimum qui s'applique dans les cas où les subventions ne sont pas sujettes à un critère de propriété canadienne pourrait, à cet égard, devenir la norme applicable à toutes subventions.

L'industrie a exprimé des réserves quant à la forme des incitations qui sont consenties dans le cadre du PEP. Certains ont fait valoir qu'elles devraient de nouveau prendre la forme d'exonérations fiscales. Nous avons déjà fait état des préoccupations du gouvernement fédéral quant à l'aspect discriminatoire que ce type d'interventions comporte à l'égard des nouvelles sociétés et des petites entreprises. Le recours à des instruments financiers de « transfert » permettant précisément de transférer les exonérations d'impôts à

d'autres investisseurs disposant d'un revenu imposable permettrait de pallier à ces inconvénients. Il n'est pas assuré, cependant, que des mesures de ce type aient l'effet recherché et qu'elles ne deviennent pas encombrantes. Compte tenu de tous ces facteurs, nous concluons qu'un programme d'encouragements fondé sur des exonérations fiscales n'est pas, à l'heure actuelle, la meilleure façon de stimuler l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières des Terres du Canada.

D'autres estiment qu'un tel mécanisme de subventions conduit à une ingérence et un contrôle excessifs de l'État. En fait, jusqu'à ce que le système soit récemment modifié pour que les projets impliquant de fortes dépenses fassent l'objet d'une approbation préalable, l'attribution des subventions s'effectuait de façon plus ou moins automatique. L'industrie ne peut s'attendre de toute façon à bénéficier de fonds publics sans que l'utilisation de ceux-ci ne fasse l'objet d'un examen raisonnable des pouvoirs publics.

Nous estimons qu'un crédit d'impôt remboursable permettrait d'obtenir l'effet d'encouragement désiré à un moindre coût administratif, tout en se prêtant à un contrôle raisonnable de la part des pouvoirs publics. Ce crédit d'impôt remboursable pourrait représenter un certain pourcentage des dépenses admissibles en capital, comme dans le cas des subventions du PEP, et qui serait déduit de l'impôt sur le revenu. Dans le cas où le montant du crédit dépasserait celui de l'impôt à acquitter, la société bénéficierait alors d'un « remboursement » de la part du gouvernement fédéral. Les crédits d'impôt remboursables sont par ailleurs similaires aux subventions, en ce sens qu'ils sont plus faciles à comptabiliser dans les comptes publics que ce n'est le cas des exonérations fiscales. Le taux d'un tel crédit d'impôt devrait être fixé à un niveau relativement plus modeste afin, d'une part, d'éviter que ne soient entreprises des activités de rentabilité économique douteuse et, d'autre part, de maintenir la participation du gouvernement fédéral aux risques et aux coûts des projets concernés dans des limites raisonnables. Les subventions qui ont déjà été accordées devraient bien entendu être maintenues, tandis qu'il conviendrait de prévoir une période de transition afin de permettre une adaptation ordonnée aux changements proposés. En conséquence,

15 Nous recommandons qu'à l'issue d'une période de transition déterminée, le gouvernement fédéral modifie la forme de ses interventions au titre du programme d'encouragements pétroliers s'appliquant aux Terres du Canada, afin de transformer ses subventions en des crédits d'impôt remboursables dont le taux, plus modeste, s'appliquerait uniformément à tous les projets considérés.

Les exportations de pétrole et de gaz

Les circonstances et les facteurs qui affectent les exportations à court et à moyen termes de pétrole et de gaz diffèrent quelque peu selon qu'il s'agit de l'un ou de l'autre. Le marché du pétrole est essentiellement international, tandis que celui du gaz naturel canadien est actuellement circonscrit au continent nord-américain. Le commerce du gaz s'avère en effet beaucoup moins flexible, étant donné qu'il est fonction des possibilités d'accès à des réseaux de gazoducs et de distribution nécessairement inamovibles une fois qu'ils ont été installés. La mise en place d'un réseau de gazoducs exige par conséquent des garanties d'utilisation à long terme pour que les investissements qu'elle implique puissent être amortis.

L'Office national de l'énergie est responsable de la réglementation du volume et des prix des exportations d'hydrocarbures, exportations qui doivent généralement être approuvées par le gouverneur en conseil. Lorsqu'il est saisi d'un projet d'exportation majeure, l'Office se livre à un examen des excédents disponibles afin de déterminer les surplus exportables, ainsi qu'à des analyses avantages-coûts. Compte tenu de la difficulté de prévoir avec certitude l'évolution future du niveau des prix, des approvisionnements et de leurs coûts, l'ONE doit cependant faire preuve de prudence et s'en remettre à son propre jugement. Le terme des permis d'exportation varie; il est systématiquement plus long lorsqu'il s'agit de gaz naturel et systématiquement plus court dans le cas du pétrole. S'agissant des prix, le critère que l'Office utilise depuis longtemps, et qui se reflète dans la politique actuelle, consiste à s'assurer que, à termes et conditions identiques, le prix à l'exportation du pétrole ne soit pas inférieur à celui des ventes sur le marché intérieur.

Quant aux quantités exportées, l'Office a également mis au point certains critères afin de déterminer le surplus exportable, c'est-à-dire les quantités de pétrole et de gaz naturel qui s'avèrent excédentaires par rapport à celles qui sont nécessaires pour assurer la sécurité de nos approvisionnements. Dans le cas du gaz naturel, par exemple, et ainsi que nous l'avons analysé au chapitre 5, il existe plusieurs normes, dont la norme 25A1 qui a été l'objet de critiques de la part des producteurs. Celle-ci stipule que le surplus exportable est défini par la différence entre le volume de gaz que représentent les réserves établies et 25 fois la consommation courante des Canadiens après prise en considération des permis d'exportation. Sur la base de prévisions raisonnables de croissance de la demande intérieure et du fléchissement du rythme de la production, il appert toutefois que cette norme 25A1 ne garantit la satisfaction de nos besoins intérieurs à partir des réserves dont nous disposons que pour moins de 10 ans. Quoi qu'il en soit, cette disposition, lorsqu'elle s'applique effectivement, comporte un coût

dont une partie, dans le cas de la limitation des quantités exportées, est à la charge des producteurs.

À court terme, l'offre et la demande de pétrole au Canada sont plus ou moins en équilibre, bien que nous exportions du pétrole lourd qui ne peut être utilisé au Canada et que nous soyons importateurs nets de pétrole brut léger et moyen. Nous ne prévoyons pas d'excédents importants de pétrole léger disponibles pour l'exportation dans un avenir prévisible. S'agissant de l'octroi de permis pour l'exportation de pétrole, nous croyons que l'ONE devrait avoir recours à un mécanisme suffisamment souple qui permettrait de corriger les déséquilibres du marché et, en particulier, d'éviter l'accumulation de capacités de production inutilisées. Nous avons déjà noté que la non-utilisation d'une partie de nos capacités de production ne constituait pas un moyen économique d'assurer la sécurité des approvisionnements. Nous ne voyons, par conséquent, aucun intérêt dans les circonstances actuelles à ce que le maintien de cette non-utilisation soit un élément de nos politiques.

Depuis le début des années 80, le marché d'exportation du gaz naturel canadien s'est détérioré non pas tant en raison de nos politiques de prix à l'exportation qu'à cause de l'excédent persistant de l'offre de gaz aux États-Unis. On s'entend généralement pour dire que le marché américain ne s'améliorera probablement pas avant la fin des années 80 et que, même à cette époque, les pressions du marché exigeront que les prix du gaz naturel canadien soient compétitifs.

Afin de résoudre les difficultés auxquelles nous sommes actuellement confrontés sur nos marchés d'exportation et nous mettre en meilleure position pour bénéficier des possibilités qui se manifesteront ultérieurement sur le marché du gaz naturel aux États-Unis, le gouvernement canadien a pris récemment, de concert avec l'ONE, un certain nombre de mesures allant dans le sens d'une politique d'exportation plus dynamique et plus souple. Le prix uniforme du gaz destiné aux marchés d'exportation a été réduit; un prix d'encouragement a été établi pour la partie des ventes réalisées au-delà d'un certain seuil; les acheteurs et les vendeurs ont maintenant, sous certaines réserves, la possibilité de négocier eux-mêmes le prix auquel ils transigent. En outre, les méthodes d'évaluation des excédents de gaz ont été modifiées afin que le processus de détermination des surplus exportables soit plus flexible, tandis que des mesures ont été prises pour que l'ONE attribue des permis d'exportation à court terme.

Nous estimons que toutes ces modifications à la politique d'exportation du gaz naturel vont dans la bonne direction et que d'autres changements du même ordre devront être entrepris. Nous considérons toutefois que le prix du gaz naturel à l'exportation devrait continuer d'être en partie réglementé. Ainsi que nous l'avons montré au chapitre 5, la structure du marché du gaz est telle que des négociations totalement libres ont peu de chance d'aboutir à un prix équitable pour nos exportations, ce qui nous conduit à conclure en faveur du maintien d'une réglementation partielle du prix du gaz à l'exportation.

Si, ainsi que nous l'avons recommandé, des dispositions sont prises en faveur de la déréglementation des prix du gaz naturel au Canada, les prix qui seront pratiqués refléteront de plus en plus les circonstances prévalant sur les marchés américain et canadien. Pour cette raison, le niveau du prix intérieur devrait de moins en moins constituer un obstacle artificiel aux exportations de gaz, tout en assurant que celles-ci ne s'effectueront guère à un prix inférieur à celui que devront acquitter les Canadiens. Avec la rationalisation du système des zones de tarification s'appliquant au transport du gaz, les prix pratiqués dans chacune de ces zones pourraient servir de prix intérieur de référence pour les exportations à destination des régions des États-Unis situées au sud de ces zones.

Si les recommandations que nous avons formulées à l'égard des prix, de la fiscalité et des programmes d'incitations au développement du secteur du pétrole et du gaz étaient appliquées, le Canada pourrait, selon nous, se doter d'un ensemble de politiques de gestion de l'offre économiquement plus efficaces et susceptibles de réduire les possibilités de friction entre les provinces et le gouvernement fédéral, tout en permettant à ce dernier de continuer d'avoir accès à une part raisonnable des revenus provenant de l'exploitation des ressources appartenant aux provinces. Les simulations qui figurent à l'appendice L et qui ont été effectuées pour évaluer les implications de la déréglementation du prix des hydrocarbures et de changements fiscaux montrent que la juxtaposition de ces changements se traduirait par une amélioration du rythme de la croissance économique et une réduction de l'inflation et du chômage au cours des années à venir. Ces changements permettraient également de réduire les importations de pétrole en réduisant la consommation de pétrole et en stimulant l'exploration, l'exploitation et la production canadienne, tout en accroissant la demande de gaz naturel. En outre, ces modifications contribueraient simultanément à améliorer la sécurité de nos approvisionnements énergétiques. Enfin, elles n'auraient pas nécessairement d'effets négatifs sur les déficits gouvernementaux, puisqu'elles seraient susceptibles de se traduire par une augmentation des recettes du gouvernement fédéral, des provinces productrices, ainsi que de l'industrie pétrolière. En outre, ces recommandations permettraient au gouvernement fédéral de disposer des mécanismes nécessaires pour adapter les taxes à la production et les taxes d'accise, ainsi que l'impôt sur le revenu, en cas de variations excessives du niveau des prix.

Le secteur de l'électricité

Dans notre étude du secteur de l'électricité (chapitre 6), nous avons identifié les principaux facteurs qui ont caractérisé son développement. De nos jours, l'électricité est disponible à peu près partout au Canada, mais elle coûte beaucoup plus cher dans certaines de nos régions que dans d'autres. L'industrie a considérablement changé depuis 10 ans. Alors que les prix réels de l'électricité n'avaient cessé de décliner auparavant, les tarifs se sont stabilisés et ont même progressé, en termes réels, depuis les années 70. La hausse des prix des hydrocarbures, celle des taux d'intérêt réels, ainsi que l'épuisement de certains types d'économies d'échelle en sont les principales raisons. De plus, l'industrie a tenté de prendre en considération les critiques de plus en plus nombreuses de certains groupes et de corriger les répercussions sur l'environnement de certaines formes de production de l'électricité, ce qui a entraîné une hausse des coûts de production. Par ailleurs, le taux de croissance de la demande d'électricité s'est considérablement ralenti au cours des années 70, en partie à cause de la hausse des tarifs, en partie à cause du ralentissement de l'économie. Le décalage entre l'apparition de ces nouvelles tendances et leur intégration au processus de planification a été à l'origine d'une surcapacité de production qui persiste encore dans certaines provinces. Au cours de la même période, les possibilités d'exportation aux États-Unis se sont accrues, telles qu'en témoignent nos chiffres de ventes qui ont décuplé. Enfin, l'industrie de l'électricité est fortement capitalistique et le total de ses actifs immobilisés représente une large part de l'ensemble du stock de capital de l'économie. C'est aussi une industrie qui appartient principalement aux pouvoirs publics et, plus particulièrement, aux pouvoirs publics provinciaux.

La réglementation du secteur de l'électricité

On a déjà pensé qu'en créant des sociétés d'État, on éliminerait le besoin de réglementer le secteur de l'électricité. Il ressort de notre analyse du secteur, de ses caractéristiques et de son évolution récente que tel n'est pas le cas. Dans le secteur de l'électricité, une société d'État ne peut pas escompter pouvoir prendre en compte tous les intérêts en cause. Nous estimons donc que la réglementation de ce secteur est nécessaire pour que les intérêts et les préoccupations de la population soient pris en considération par les entreprises d'électricité. D'ailleurs, les gouvernements provinciaux en conviennent eux-mêmes de plus en plus. La Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont récemment établi un office de réglementation et, en 1980, la Royal Commission on Electric Power Planning a recommandé au gouvernement de l'Ontario de modifier le mandat du Conseil de l'énergie de l'Ontario et d'étendre son champ d'application[9]. À l'heure actuelle, les champs de réglementation varient considérablement d'une province à l'autre. Tout en reconnaissant qu'il serait présomptueux et inadéquat de vouloir établir une réglementation uniforme à l'intérieur d'un État fédéral, nous croyons que toutes les provinces auraient avantage à ce que la réglementation du secteur de l'électricité soit plus systématique. En conséquence,

16 Nous recommandons l'instauration d'organismes de réglementation provinciaux disposant d'un large mandat à l'égard des activités du secteur de l'électricité au sein de chaque province.

À notre avis, ces organismes devraient avoir le pouvoir de réglementer le niveau et la structure des tarifs et, à tout le moins, celui de collecter l'information nécessaire pour formuler des recommandations à leurs gouvernements provinciaux respectifs en matière de projets d'investissement dans le secteur de l'électricité. Ils devraient également être investis du pouvoir de réglementer toutes questions relatives à la capacité de réserve, en tenant compte des coûts des capacités de production additionnelles qu'elle implique et des avantages qu'elle procure aux consommateurs sous la forme d'une plus grande fiabilité du service. Il conviendrait également de confier à de tels organismes certains pouvoirs en matière d'évaluation et de mise en œuvre de techniques de gestion des appels de puissances qui pourraient être prises en considération pour améliorer la fiabilité du réseau et réduire le coût global de l'approvisionnement en énergie électrique. Il nous semble également important de confier aux organismes le pouvoir de réglementer l'approvisionnement en électricité provenant des entreprises produisant de l'électricité destinée à l'usage interne et de sources extérieures à la province, afin que toutes les possibilités économiques d'approvisionnement soient systématiquement passées en revue. De plus, il conviendrait qu'ils exigent des compagnies d'électricité qu'elles soumettent en temps opportun une information systématique et suffisamment détaillée à propos de leurs opérations et de leurs projets. La plupart des principales décisions d'ordre réglementaire seraient fondées sur les mémoires et les témoignages présentés au cours d'audiences publiques organisées à cet effet.

Une des principales attributions d'un organisme de réglementation consiste à élaborer un mécanisme permettant de fixer des prix à la consommation équitables et raisonnables, mais compatibles en même temps avec la viabilité économique du service d'utilité publique. À ce titre, ce type d'organisme intervient pour résoudre les conflits éventuels entre les groupes et les particuliers, conflits qui, dans un autre contexte, seraient résolus par les forces du marché. Les organismes de réglementation sont, en second lieu, chargés d'éviter le gaspillage économique. Ainsi, un des

objectifs principaux des organismes provinciaux de réglementation du secteur de l'électricité serait de s'assurer que, compte tenu des ressources utilisées ou qui y sont affectées, l'électricité soit produite dans la mesure et de la manière qui répondent le mieux aux besoins des consommateurs de la province et cela, au moindre coût pour la collectivité. En conséquence,

17 Nous recommandons que, dans le cadre des politiques provinciales en matière d'électricité, les gouvernements provinciaux confient aux organismes de réglementation le mandat de veiller à ce que les ressources affectées à la production et à la gestion de la demande d'électricité soient utilisées de façon économiquement efficace.

Dans le cadre des efforts continuellement entrepris pour améliorer l'efficience du secteur de l'électricité dans un milieu en permanente mutation, les organismes de réglementation devraient avoir le mandat d'examiner la rentabilité de certaines modifications de la structure institutionnelle de l'industrie. Ils devraient avoir le pouvoir d'instituer un certain nombre de changements, au moins pour une période d'essai, et de conseiller le Ministre responsable sur des changements plus fondamentaux qui dépasseraient leur compétence ou nécessiteraient l'adoption de mesures législatives.

La tarification de l'électricité

Nous tournant vers un certain nombre de questions relatives à la tarification de l'électricité, nous sommes préoccupés par le fait que les compagnies d'électricité sont protégées des forces du marché tant en ce qui concerne le coût que l'accessibilité au capital dont elles ont besoin. En effet, les gouvernements provinciaux garantissent généralement les emprunts que contractent leurs entreprises d'électricité. Cette garantie leur permet d'emprunter à des conditions plus avantageuses sans que leurs gouvernements respectifs ne semblent exiger pour autant un taux de rendement suffisant sur leurs investissements. Compte tenu de l'incidence économique éventuelle d'une telle politique, nous croyons qu'il conviendrait qu'elle soit réexaminée. En conséquence,

18 Nous recommandons qu'on envisage la possibilité, au cours de la prochaine décennie, de réduire la part de la dette dans la structure financière des services publics d'électricité afin qu'ils puissent contracter des emprunts à un coût acceptable sans la garantie de leurs gouvernements respectifs.

L'une des répercussions importantes de cette aide financière des gouvernements provinciaux, c'est que l'on ne dispose pas d'un indicateur véritable, découlant des prix du marché, permettant d'évaluer de façon adéquate le coût du capital utilisé par les compagnies publiques d'électricité. Or, puisqu'il s'agit d'une activité fortement capitalistique, cette variable est vraisemblablement celle qui a le plus d'influence sur le rythme de leur développement. Compte tenu de l'importance des investissements de ce secteur, nous estimons qu'il est essentiel que l'on se dote d'un indicateur adéquat pour évaluer les coûts en capital afin d'abord d'éclairer le processus de décisions en matière d'investissement, puis de déterminer les coûts des fonds utilisés pour financer les travaux en cours lors de la construction de nouvelles capacités de production (coûts qui seront ultérieurement capitalisés et récupérés auprès des consommateurs) et, enfin, de fixer une norme adéquate de rendement pour les investissements afin d'établir, en dernière analyse, le montant des « recettes requises » à partir duquel les tarifs sont établis.

Une des façons de disposer d'un indicateur de la valeur au marché du coût du capital-actions consisterait, pour les compagnies d'électricité appartenant aux provinces, à émettre un certain nombre d'actions dans le public. À notre avis, rien ne s'oppose à cette mesure, mais elle devrait faire, au préalable, l'objet d'une étude approfondie de la part des gouvernements provinciaux. En l'absence de taux déterminés par le marché, il leur incombe, selon nous, de déterminer un coût approprié du capital à l'intention des compagnies publiques d'électricité et des organismes chargés de les réglementer. C'est sur la base de ce coût, considéré comme une norme, qu'ils établiront leurs programmes d'investissement et détermineront le montant des recettes requises pour couvrir leurs coûts. En conséquence,

19 Nous recommandons que les gouvernements provinciaux considèrent les avantages nets que représenterait, pour l'économie de la province, l'émission d'actions par les compagnies publiques d'électricité. À titre alternatif, les gouvernements provinciaux devraient préciser nettement les objectifs de rendement de capital qu'elles devront poursuivre.

Nous avons déjà noté, au chapitre 6 de ce rapport, que les compagnies d'électricité, publiques et privées, sont exemptées, en tout ou en partie, des impôts fédéral et provincial sur le revenu. Il n'y a rien, selon nous, qui puisse justifier le maintien de cette exemption. Au contraire, il y a vraisemblablement de bonnes raisons, liées aux critères de l'utilisation efficace du capital, qui militent en faveur de l'assujettissement des sociétés d'État à l'impôt sur le revenu. Puisque le Conseil a entrepris la préparation de deux rapports consacrés aux questions des entreprises publiques et de l'imposition des revenus du capital, nous nous abstiendrons donc pour le moment de formuler des recommandations sur l'imposition des revenus des compagnies publiques d'électricité.

Dans le chapitre 6 consacré au secteur de l'électricité, nous avons brièvement abordé la question de l'impact de l'inflation sur la comptabilisation de certaines de ses opérations. Cette question ne lui est certes pas spécifique et concerne tout autant les autres

secteurs réglementés. Elle a, par ailleurs, été étudiée dans plusieurs autres pays sans toutefois faire l'objet d'un consensus véritable. Nous croyons qu'il s'agit d'une question importante et nous incitons les divers organismes de réglementation du secteur de l'électricité à l'examiner en détail, afin de proposer les changements qui permettraient de procéder à une répartition plus efficiente et plus équitable des coûts du capital.

Nous avons déjà mentionné qu'une tarification différenciée en fonction du moment d'utilisation existe depuis longtemps en Europe et qu'elle est de plus en plus utilisée aux États-Unis. Au Canada, des techniques de tarification analogues sont actuellement en vigueur dans d'autres secteurs, notamment dans ceux des transports et des communications, dont les caractéristiques sont semblables à celui de l'électricité. Le recours à ces techniques dans le secteur de l'électricité pose sans doute des problèmes plus complexes et s'avérerait vraisemblablement plus coûteux que dans d'autres secteurs, mais de nouveaux procédés moins onéreux, notamment pour identifier les niveaux de la consommation des abonnés, sont sans cesse mis au point. Nous croyons qu'il est important, pour des raisons d'efficience et d'équité, que les compagnies d'électricité au Canada acquièrent une certaine expérience dans le domaine de la tarification différenciée en fonction du moment d'utilisation. De multiples possibilités d'application pourraient être envisagées. Il serait possible, par exemple, de proposer aux utilisateurs une ou plusieurs grilles tarifaires, leur laissant le choix de suivre ou non le nouveau système, ou tout simplement d'imposer une nouvelle structure de tarifs. En conséquence,

20 Nous recommandons qu'à l'issue de discussions approfondies entre les parties en cause, on introduise, de façon graduelle, des tarifs d'électricité différenciés selon le moment d'utilisation.

Nous avons aussi souligné, dans le cadre de notre analyse du secteur de l'électricité, qu'il y est extrêmement difficile de mettre en pratique les principes de la tarification au coût marginal. Ce concept est néanmoins appliqué avec succès dans d'autres pays et nous croyons qu'il y a lieu de s'y attarder davantage. Des études approfondies seront toutefois nécessaires afin de déterminer si son application, en tout ou en partie, pourrait s'avérer avantageuse pour le Canada. Nous croyons que c'est aux organismes de réglementation, dont nous avons déjà proposé la création, qu'il reviendrait d'étudier la question. Pour amorcer leurs travaux, ils pourraient requérir des compagnies d'électricité qu'elles leur fournissent les calculs auxquels elles se livrent pour identifier leurs propres coûts marginaux suivant différents principes, ainsi que des données illustrant les répercussions de ces principes sur la grille tarifaire et les conséquences éventuelles pour les abonnés, les services publics et l'ensemble de l'économie. En conséquence,

21 Nous recommandons que tous les organismes provinciaux de réglementation étudient la possibilité d'appliquer les principes de tarification au coût marginal à la détermination des prix de l'électricité dans leurs provinces respectives.

La question de la rente économique provenant des ressources hydroélectriques est très délicate. Elle l'est d'autant plus que nous avons connu, au cours des dernières années, des hausses appréciables des prix de l'énergie. À nos yeux, il existe effectivement une rente économique dont le montant s'avère substantiel. À l'heure actuelle, elle est en grande partie distribuée aux abonnés par le biais de prix inférieurs à la valeur effective de l'électricité, au lieu d'être perçue par les gouvernements provinciaux, sous la forme de redevances, de taxes ou de dividendes. Un tel mode de distribution pose des problèmes à la fois d'efficience et d'équité entre les provinces. En principe, les rentes économiques des ressources hydroélectriques ne sont pas différentes de celles que les gouvernements perçoivent par le biais de redevances sur les ressources pétrolières et gazières. Elles devraient donc être assujetties au même mode de partage entre gouvernements. Le Conseil a déjà abordé la question du programme de péréquation dans une étude antérieure. Nous avions alors souligné que la non-perception et l'omission de cette rente dans le calcul de la péréquation pouvaient être à l'origine de distorsions dans l'affectation des ressources entre les diverses régions[10].

Les politiques provinciales à l'égard du mode de distribution de la rente ont également des répercussions importantes à l'intérieur des provinces. Les gouvernements provinciaux pourraient, par exemple, remplacer une partie des recettes qu'ils tirent de certaines taxes à la consommation ou de l'impôt sur le revenu, qui ont de fortes répercussions sur le plan de l'efficience économique, par des redevances sur les ressources hydrauliques, dont le coût à cet égard est relativement mineur. Le fait que les rentes provenant de l'exploitation des ressources hydrauliques sont, en gros, réparties entre les consommateurs selon le niveau de leur consommation d'électricité, pose un problème d'équité : plus on consomme d'électricité et plus on « perçoit » une partie importante de la rente. Puisque les gouvernements provinciaux n'ont guère de contrôle sur la répartition de la consommation d'électricité, ils peuvent difficilement contrôler la distribution de la rente en procédant de cette façon. Si les gouvernements percevaient directement la rente pour la redistribuer dans le cadre des budgets provinciaux, elle pourrait être répartie d'une manière correspondant davantage aux objectifs sociaux et économiques des gouvernements provinciaux.

Le calcul et la perception des rentes économiques comportent, certes, des coûts administratifs. Nous croyons néanmoins que ces coûts seraient relativement mineurs dans le cas des ressources hydroélectriques. Les producteurs sont peu nombreux et les provinces perçoivent déjà des dividendes ou des redevances sur l'énergie hydraulique, encore que le niveau et sans doute la structure de ces prélèvements demanderaient à être réévalués. L'évaluation des rentes économiques provenant de l'exploitation des ressources hydroélectriques pose un certain nombre de problèmes d'ordre conceptuel. L'éventail des estimations produites à ce jour en fait foi. Il convient de se rappeler toutefois que le régime fiscal des provinces productrices de pétrole et de gaz n'a pas été établi du jour au lendemain et que celles-ci ont mis plusieurs années à parfaire un système qui est encore en pleine évolution. Nous souhaitons que les questions relatives à la rente économique provenant de l'exploitation des ressources hydroélectriques, ainsi que le partage des recettes que les gouvernements retirent de l'exploitation des ressources, soient étudiés en profondeur dans le cadre des négociations que nous avons déjà proposées à ce sujet. Entre-temps,

22 Nous recommandons que tous les gouvernements provinciaux étudient, au cours des prochaines années, la possibilité de recueillir la rente économique des ressources utilisées dans la production d'électricité, notamment de l'hydroélectricité. Ils devraient envisager, comme moyen de percevoir cette rente, la location des sites hydroélectriques, les redevances, les taxes et les dividendes.

Les exportations d'électricité peuvent se révéler très rentables pour le Canada. Il y a donc lieu de poursuivre les efforts entrepris afin d'accroître les ventes aux États-Unis. D'une façon générale, il nous semble que les compagnies d'électricité devraient assumer la plus grande part de cette responsabilité, les gouvernements se limitant à créer un climat propice aux négociations et à assurer la protection des intérêts des Canadiens.

À notre avis, les politiques actuelles du gouvernement fédéral et des provinces, ainsi que le cadre de réglementation de l'Office national de l'énergie, sont de nature à créer un tel climat. En revanche, les politiques et les structures de réglementation américaines constituent des obstacles sérieux aux exportations canadiennes. Les gouvernements canadiens peuvent, certes, exercer des pressions morales auprès du gouvernement fédéral et des autorités des États américains afin d'alléger ces contraintes, mais ils ne peuvent véritablement pas intervenir en ce sens. Les États-Unis ont entrepris une réévaluation profonde des politiques et du cadre réglementaire dans le secteur de l'électricité, mais celle-ci risque de s'étendre sur une période de plusieurs années. Entre-temps, nous prévoyons une hausse des exportations canadiennes et il est possible que les avantages qu'en tireront, de leur côté, nos voisins américains les incitent à supprimer ou à réduire les obstacles actuels.

La question se pose toutefois de savoir quelle est la politique des gouvernements provinciaux en matière de répartition des bénéfices réalisés sur les ventes à l'étranger. Tel que nous l'avons souligné dans notre analyse du secteur de l'électricité, l'utilisation de ces bénéfices pour réduire le montant des recettes requises auprès des abonnés de la province constitue une forme de subvention. Il y a lieu, à notre avis, de réévaluer cette forme générale de subvention, notamment en raison de l'importance croissante des ventes d'électricité à l'étranger. Dans une certaine mesure, la question de la rente économique est étroitement liée à la question des profits réalisés sur les ventes à l'étranger, car ceux-ci proviennent souvent de la rente tirée des ressources hydrauliques. Il faudrait également souligner que la réglementation des compagnies d'électricité par les organismes provinciaux devrait se concentrer avant tout sur le caractère monopolistique de celles de leurs opérations qui sont liées au service qu'elles offrent à la population de la province.

Le problème de la réglementation se pose différemment dans le cas des exportations, car ces ventes sont faites sur un marché plus concurrentiel. Au Canada, il existe nombre d'entreprises dans différents secteurs dont les activités sont séparées entre, d'une part, les activités réglementées et, d'autre part, les activités concurrentielles. À notre avis, il serait souhaitable d'envisager une telle séparation dans le secteur de l'électricité afin d'y promouvoir une gestion plus efficace. Cela pourrait se faire en créant des filiales chargées de tous les aspects des ventes d'électricité à l'étranger. En conséquence,

23 Nous recommandons que les compagnies d'électricité qui vendent une partie de leur production à l'extérieur de la province créent des filiales chargées d'administrer et de comptabiliser ces transactions. Nous recommandons également que les gouvernements provinciaux examinent la possibilité d'utiliser les bénéfices nets provenant de ces ventes à des fins autres qu'une réduction générale des tarifs imposés aux consommateurs de la province.

Nous croyons qu'un tel arrangement institutionnel se prêterait aussi à une comptabilisation plus complète et plus claire du coût des exportations d'électricité et, par conséquent, à une meilleure évaluation des avantages qui en découlent.

Depuis nombre d'années, l'industrie nucléaire au Canada a reçu une aide financière appréciable du gouvernement, de telle sorte qu'elle ne peut plus être considérée aujourd'hui comme une industrie naissante. Au cours des dernières années, l'aide fédérale à la recherche et au développement dans le secteur de l'électricité, soit environ 200 millions de dollars en 1982, a été presque entièrement réservée à la filière

nucléaire. À cette aide financière se sont ajoutés les montants consentis par le gouvernement fédéral pour soutenir les efforts de mise en marché tant au Canada qu'à l'étranger. En définitive, l'industrie devra devenir autonome pour pouvoir prétendre contribuer, dans la mesure de ses possibilités, au développement de l'économie canadienne à long terme.

À l'heure actuelle, les perspectives semblent limitées, tant sur les marchés canadiens qu'à l'étranger, mais la conjoncture pourrait s'améliorer au cours des années à venir. Nous n'avons pas effectué d'analyse approfondie de l'industrie nucléaire canadienne, de ses coûts et bénéfices futurs, de ses possibilités de développement et des changements éventuels auxquels il faudrait procéder quant à la participation relative des secteurs public et privé. Le gouvernement fédéral devrait procéder à un tel examen en tenant éventuellement compte des efforts qu'il entreprend afin d'améliorer sa situation budgétaire à long terme. En l'absence d'une telle analyse et compte tenu du temps qu'il faudra avant qu'elle ne se traduise par une modification de la politique gouvernementale, nous croyons qu'il serait prématuré de supprimer toute aide à l'industrie. En conséquence,

24 Nous recommandons qu'au cours des cinq prochaines années, le gouvernement fédéral continue de subventionner la production d'électricité de source nucléaire de façon à assurer la viabilité des réacteurs CANDU. À la fin de cette période, le gouvernement devrait réévaluer cette aide à la lumière des conclusions d'une étude rigoureuse des coûts et des bénéfices, des perspectives d'avenir et des modalités d'intervention publique et privée dans ce secteur.

L'essence des recommandations précédentes est de faire en sorte que la gestion du secteur de l'électricité accorde plus d'importance à l'affectation efficace des ressources. L'appendice M expose les résultats de certaines simulations à partir desquelles nous avons tenté d'estimer quelles pourraient être les répercussions, sous la forme d'une hausse des prix de l'électricité d'ici l'an 2000, de modifications apportées à certaines mesures financières telles que, par exemple, l'élimination des garanties gouvernementales sur les emprunts, l'accroissement du ratio d'endettement et du taux de rendement des capitaux propres, ainsi que la perception de la rente économique afférente aux ressources hydroélectriques. L'objet de ces simulations est éventuellement d'identifier quel pourrait être l'effet maximal que produirait l'application intégrale de ces mesures. Dans le cas des quatre provinces considérées dans l'analyse, soit l'Ontario, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et la Colombie-Britannique, les simulations ont révélé que, d'ici l'an 2000, les prix pourraient progresser de 30 % en Nouvelle-Écosse et de 65 % en Ontario par rapport à ceux qui prévaudraient dans le cadre des politiques actuelles. La plupart sinon toutes les recettes supplémentaires perçues par les gouvernements provinciaux pourraient être consacrées à différents objectifs tels qu'une réduction des taux d'imposition, l'élargissement de la gamme des services publics ou une stimulation du développement économique.

Nous sommes conscients qu'il existe d'autres questions d'intérêt public qu'on pourrait soulever concernant les différentes formes de soutien financier aux prix de l'électricité. Ces questions complexes sont d'ordre conceptuel et empirique. Les gouvernements devraient être conscients qu'il existe d'autres moyens que le soutien direct des prix de l'électricité pour atteindre leurs objectifs. Comme l'indiquent les résultats des simulations, une partie de l'augmentation des recettes des compagnies d'électricité découlant d'une hausse éventuelle des tarifs serait encaissée par les gouvernements provinciaux. Ces gouvernements seraient donc mieux en mesure de stimuler la croissance économique ou de poursuivre des activités dans d'autres secteurs où les avantages éventuels pourraient être complètement indépendants de la quantité d'électricité consommée. Nous estimons que l'orientation générale des politiques gouvernementales propres au secteur de l'électricité devrait être telle que l'ensemble des coûts économiques et non économiques de l'approvisionnement en électricité soit à la charge de ses utilisateurs. En conséquence,

25 Nous recommandons d'éliminer graduellement, au cours de la prochaine décennie ou à peu près, les subventions s'appliquant en général aux prix de l'électricité au Canada.

En formulant cette dernière recommandation générale, nous avons tenu compte du fait que le secteur de l'électricité se caractérise par de longs délais d'adaptation tant du côté de l'offre que de la demande; par conséquent, les changements proposés ne pourraient être effectués du jour au lendemain. La situation est également plus complexe du fait des excédents actuels. En outre, nous reconnaissons qu'il existe des situations particulières où les avantages que représente pour la société l'aide à la consommation d'électricité peuvent être supérieurs aux coûts sociaux mais, dans ces cas, nous croyons que l'aide devrait être directement allouée par le gouvernement provincial et que le coût de ces subventions ne devrait pas être compris dans le prix payé par les autres consommateurs.

Demande, conservation et énergie de remplacement

Dans notre analyse de la demande canadienne d'énergie, au chapitre 7, nous avons insisté sur le fait que, tout comme l'offre, la demande réagit aux prix, aux niveaux de revenus et à la technologie, ainsi qu'à d'autres facteurs. Bien qu'il nous reste encore à

élucider plusieurs aspects de la consommation d'énergie et de ses relations avec l'évolution de l'activité économique, on a pu observer que les utilisateurs adaptaient leurs modes et leurs niveaux de consommation aux changements qui affectent l'environnement économique. En règle générale, ils se tournent vers les sources d'énergie jugées les plus économiques et s'orientent vers les combinaisons les moins coûteuses, la conservation de l'énergie étant considérée comme une des « sources » d'approvisionnement. Ce phénomène est confirmé, en partie, par les variations remarquables de la demande qui ont été observées au cours des 10 dernières années. Le taux de croissance de la demande a fléchi de façon substantielle en raison des avantages économiques croissants qui découlent d'une meilleure conservation de l'énergie. La part du pétrole dans la demande d'énergie primaire a notamment chuté de façon appréciable.

Nous disposons néanmoins d'un certain nombre d'indices qui montrent que la consommation actuelle d'énergie ne correspond pas encore à la moins coûteuse des combinaisons possibles entre les différentes formes d'énergie. Cette situation n'a en fait rien d'étonnant, puisque la réaction des consommateurs d'énergie se manifeste toujours avec un certain retard. En outre, nous sortons à peine d'une décennie d'adaptation à des fluctuations sans précédent du niveau général des prix, ainsi que des prix relatifs de certaines sources particulières d'énergie. On pourrait même dire, à cet égard, que nous sommes encore en période de transition.

D'autres facteurs ont néanmoins contribué à l'existence de déséquilibres. Nous avons déjà souligné que l'incitation à abandonner certaines formes classiques d'énergie et à les remplacer par d'autres formes moins coûteuses n'a pas été aussi forte qu'elle aurait pu l'être, en raison des politiques de prix en vigueur au Canada. Il y a également eu des imperfections propres au fonctionnement des marchés, notamment le manque d'information et la présence de barrières « institutionnelles », qui ont limité l'implantation de techniques efficaces de conservation et d'énergie de remplacement.

Le propre d'une politique de gestion de la demande d'énergie est précisément de s'efforcer d'atténuer ces difficultés et de stimuler l'adaptation vers les formes d'énergie les moins coûteuses. La première de nos préoccupations à cet égard concerne le niveau des prix et la mise en œuvre d'une politique cohérente semblable à celle que nous avons proposée antérieurement dans ce chapitre. Parallèlement à cette politique de prix, nous estimons qu'un certain degré d'intervention des pouvoirs publics continue de s'avérer nécessaire, encore qu'il soit souhaitable de procéder à plusieurs modifications.

La stratégie actuelle du gouvernement fédéral et des autres paliers de gouvernement est principalement fondée sur des programmes, qui d'ailleurs se chevauchent en partie, consistant à accorder des subventions pour la conservation et la substitution entre différentes formes d'énergie, stratégie que nous considérons comme étant relativement coûteuse. Nous proposons, comme alternative, une approche qui repose davantage sur l'amélioration de la diffusion et de la fiabilité de l'information destinée au public en ce qui a trait aux coûts relatifs des différentes sources d'approvisionnement et aux diverses méthodes de conservation. Un tel programme d'information devrait être complété par une aide financière, sous la forme de contributions plus limitées, à des projets de conservation et de mise au point de techniques nouvelles, et par une aide à la recherche et au développement en matière énergétique dans des domaines choisis.

Sur la base de notre analyse des diverses technologies énergétiques qui s'avèrent disponibles, nous estimons que le manque d'information fiable constitue un obstacle important à la conservation ou à la substitution entre les différentes formes d'énergie. Nous avons constaté, dans le secteur résidentiel, qu'il existe des systèmes de chauffage prometteurs et, plus généralement, qu'il est possible de procéder à des investissements rentables permettant d'économiser l'énergie, mais que ce potentiel n'est pas pleinement exploité. Tout un éventail de techniques de récupération de la chaleur résiduaire possédant également un potentiel économique intéressant demeurent inexploitées parce que, semble-t-il, les avantages financiers des investissements nécessaires ne sont pas pleinement connus. L'acquisition de l'information comporte un coût, sous forme de temps et d'argent, qui conduit généralement les consommateurs à choisir le *statu quo*. Des conceptions erronées ou des renseignements incorrects peuvent également fausser le processus de prise de décisions. L'adoption de programmes gouvernementaux efficaces destinés à réduire le coût de l'information peuvent donc présenter des avantages considérables. D'après les conclusions d'une étude récente, les prix relatifs demeurent les mêmes, mais la perception des avantages est fondée sur des faits vérifiables[11].

Les gouvernements disposent de toute une gamme de moyens pour stimuler la diffusion de l'information; les différents niveaux de gouvernement ont d'ailleurs mis en œuvre différents programmes à cet égard. Un premier type de programme pourrait être destiné à inciter, voire obliger, les fabricants ou les fournisseurs de services, à renseigner leurs clients par la diffusion normalisée d'information simple et pratique sur des questions d'ordre énergétique. Cette pratique comprend, par exemple, le programme Énerguide, consacré à l'étiquetage d'appareils électroménagers afin d'y indiquer la consommation d'énergie, ainsi que le

Programme volontaire d'économie de carburant des véhicules automobiles du ministère des Transports du Canada, qui joue un rôle analogue dans le cas des nouveaux véhicules mis sur le marché. Ces programmes présentent un double avantage : ils facilitent la sélection de produits par le consommateur et ils stimulent la concurrence entre les fournisseurs, en les incitant à mettre l'accent sur un meilleur rendement énergétique. Ces programmes ne se prêtent pas à tous les secteurs ni à tous les produits consommant de l'énergie, mais il y a d'autres domaines où ils pourraient être appliqués. Un excellent exemple est celui du marché des appareils de chauffage résidentiel, où l'étiquetage des produits pourrait convaincre les propriétaires d'investir dans des appareils à haut rendement énergétique tels que les chaudières à gaz à condensation[12]. L'étiquetage des nouvelles maisons, afin de fournir une indication de leur rendement énergétique, serait plus difficile à réaliser mais néanmoins concevable.

Une deuxième catégorie de programmes consisterait à fournir une information beaucoup plus vaste et plus détaillée aux preneurs de décisions. Des renseignements destinés à permettre un choix plus éclairé en matière énergétique pourraient être diffusés sous forme de documents, d'études de projets réussis, de descriptions (sous forme de catalogues) de l'équipement et des procédés existants, et ainsi de suite. Il pourrait également s'agir de fournir des services directement aux utilisateurs, comme c'est le cas du programme Énergiebus mené actuellement par Énergie, mines et ressources, programme qui prévoit l'inspection d'installations industrielles et, sur cette base, la prestation de conseils techniques pour des projets d'économie d'énergie. Les programmes prévoyant la prestation directe de services aux utilisateurs sont généralement les plus coûteux parce qu'ils requièrent, entre autres choses, le recours à un personnel qualifié. Ils constituent cependant un moyen très efficace de stimuler les consommateurs. La possibilité de mettre sur pied de nouveaux programmes destinés à d'autres groupes pourrait être étudiée. Par exemple, des techniciens spécialisés pourraient faire des vérifications sur place des domiciles, afin de conseiller les propriétaires sur la meilleure façon de combiner les mesures de conservation de l'énergie et d'échelonner les investissements correspondants. Parallèlement, il pourrait s'avérer utile de contacter les agents financiers des entreprises ayant fait l'objet d'une inspection énergétique. Cette façon de procéder serait particulièrement appropriée dans le cas des investissements requis en matière de récupération de la chaleur résiduaire. Il existe, en effet, en ce domaine, différentes techniques qui se sont avérées tout à fait rentables, mais qui tardent parfois à être mises en œuvre, du fait que les gestionnaires financiers y appliquent des critères de rentabilité excessivement rigoureux. Ainsi que nous avons déjà eu l'occasion de le souligner, on exige souvent des projets de conservation de l'énergie qu'ils s'amortissent sur une période anormalement courte d'un à trois ans, ce qui illustre clairement que des possibilités socialement avantageuses d'économies d'énergie sont couramment négligées.

Une troisième et dernière catégorie de mesures, que pourrait prendre le gouvernement, consisterait à établir des mécanismes de consultation entre les partenaires intéressés à investir dans des économies d'énergie et des énergies de remplacement. Un exemple de réussite à cet égard est le Groupe de travail sur les économies d'énergie industrielle qui a été créé par le gouvernement fédéral en vue de stimuler l'échange d'information entre les différents secteurs de l'économie. À l'avenir, de tels mécanismes pourraient être envisagés, notamment pour stimuler la coopération entre les industries et les compagnies d'électricité, et favoriser les échanges de vues sur les moyens de mettre sur pied des projets de production d'électricité à échelle réduite tels que, par exemple, la cogénération.

Il existe, bien sûr, d'autres moyens d'informer les décisionnaires. Il serait possible, par exemple, de subventionner les tierces parties, comme les associations de consommateurs, pour qu'elles fassent rapport sur les caractéristiques des produits et services propres au secteur énergétique. Dans nos études, nous n'avons pas comparé les coûts et avantages possibles des différentes options. Nous estimons toutefois que l'expérience acquise au cours des dernières années dans la mise en œuvre et l'évaluation des différents programmes gouvernementaux peut être fort précieuse à cet égard. Les discussions entre les différents ordres de gouvernement, ainsi qu'un processus de consultation des représentants d'industries et des groupes de consommateurs, pourraient contribuer à en améliorer l'efficacité. On pourrait vraisemblablement élargir certains programmes en vigueur, en modifier d'autres ou y mettre fin, et en créer de nouveaux à l'intention des groupes qui ont été négligés par le passé.

On ne peut s'attendre à ce que les marchés fonctionnent normalement que si l'information disponible pour évaluer les différentes possibilités d'investissement est suffisante et adéquate. Les gouvernements ont récemment pris des mesures concrètes afin d'en améliorer la quantité et la qualité, et de là, de favoriser une meilleure prise de décisions. Nous croyons que les efforts entrepris dans l'intention d'accélérer la diffusion de cette information et le fonctionnement des marchés devraient être poursuivis. En conséquence,

26 Nous recommandons qu'en consultation avec les représentants de l'industrie et des groupes qui s'intéressent à la conservation et aux énergies de remplacement, les gouvernements mettent au point un mécanisme efficace pour renseigner les décideurs quant aux avantages qu'ils pourraient tirer des

investissements dans la conservation et la substitution interénergétique. Nous recommandons également qu'on tire le meilleur parti possible des structures et programmes existants au moment de mettre en place les nouveaux programmes nécessaires.

Depuis plusieurs années, et tout particulièrement depuis le lancement du PEN, les politiques gouvernementales destinées à promouvoir une utilisation plus efficace de l'énergie reposent en grande partie sur des programmes de subventions ou autres formes de contributions financières à l'intention des utilisateurs, afin de les inciter à économiser l'énergie et améliorer le processus de remplacement du pétrole. Au niveau fédéral, les principaux programmes englobent le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP), le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et le Programme d'énergie renouvelable dans l'industrie forestière. Les gouvernements provinciaux et les compagnies d'électricité et de gaz ont également adopté des mesures similaires. De telles subventions ont évidemment un impact sur le marché, étant donné qu'elles modifient les prix relatifs des différentes formes d'énergie disponibles et que les consommateurs, ainsi que nous l'avons montré, réagissent aux variations de prix. Elles peuvent néanmoins être à l'origine de nouvelles distorsions sur le marché.

Les études auxquelles nous nous sommes livrés révèlent que, dans le secteur de l'automobile, par exemple, les carburants dérivés du pétrole tels que l'essence et le combustible diesel, sont nettement plus avantagés que les autres carburants. Il est possible que l'évolution future des prix du pétrole influence la compétitivité de l'essence et du combustible diesel, mais il est peu probable qu'elle suscite la création de nouveaux débouchés pour les carburants de remplacement tels que le propane, le gaz naturel comprimé (GNC) ou le méthanol. Les programmes fédéraux et provinciaux en vigueur s'efforcent toutefois de stimuler l'utilisation du propane et du GNC qui s'avèrent des sources d'énergie relativement plus onéreuses pour l'ensemble de la collectivité, alors que le carburant diesel serait préférable à cet égard. Le propriétaire d'une flotte de véhicules peut décider de tirer parti des subventions fédérale et provinciales en convertissant ses véhicules au propane, alors que l'investissement supplémentaire, que représenterait l'acquisition de véhicules alimentés au diesel et qui n'est pas considéré comme une dépense admissible aux subventions, comporterait un plus grand avantage net pour la société[13]. Les politiques actuelles ont été conçues pour réduire la consommation de pétrole et accroître l'utilisation du gaz naturel et des autres énergies de remplacement. Nous croyons néanmoins que le programme de subventions devrait être réexaminé afin d'en atténuer les distorsions. C'est ainsi, par exemple, que certaines des sommes allouées à la commercialisation immédiate du propane et du GNC pourraient être réaffectées au financement de programmes de recherche destinés à exploiter à long terme des modes de transport alternatifs.

Un autre exemple de distorsions est donné par les propriétaires du Centre ou de l'Est du Canada qui pourraient utiliser les subventions prévues en vertu du PCRP pour convertir le mode de chauffage de leur résidence du mazout à l'électricité, alors que la réfection de leur chaudière constituerait, pour la société, un moyen moins onéreux d'aboutir au même résultat. Les programmes de subventions peuvent également avoir l'inconvénient de susciter la fraude ou les pratiques commerciales déloyales. Qui plus est, ils peuvent favoriser des hausses de prix et constituer des subventions indirectes aux fournisseurs lorsque les techniques en cause sont déjà suffisamment compétitives. Bien que nous convenions que, dans certains cas, les subventions présentent des avantages pour la société, nous suggérons néanmoins que l'on s'efforce d'éviter de mettre en œuvre des programmes de subventions ayant l'envergure de ceux qui sont actuellement en vigueur.

Il existe toutefois certaines techniques prometteuses dont le marché potentiel peut tarder à se concrétiser, même dans les cas où les prix sont adéquats et l'information suffisante. Des phénomènes de ce genre peuvent se manifester dans des situations caractérisées par la présence de facteurs d'ordre institutionnel. Nous avons souligné au chapitre 7, par exemple, qu'un des obstacles éventuels au développement de la technologie qui consiste à récupérer l'énergie en provenance de déchets solides provient du fait qu'aucune des nombreuses parties intéressées par ces projets ne manifeste le désir de jouer le rôle de promoteur. D'un autre point de vue, il est possible que la coordination de travaux de planification et de construction soit complexe, et que de tels travaux se révèlent extrêmement coûteux. Pour sortir d'une telle impasse, la participation active du gouvernement peut s'avérer nécessaire. Bien que cette participation puisse revêtir plusieurs formes, celle qui, dans l'ensemble, nous paraît préférable consisterait à accorder une aide administrative ou financière, ou les deux à la fois, à la réalisation de projets pilotes multipartites. En mettant en évidence les coûts et les risques, ainsi que les avantages associés à la réalisation de nouveaux projets, les gouvernements pourraient accélérer leur exécution et déclencher un processus d'apprentissage qui se traduirait par une amélioration graduelle du potentiel commercial de ces techniques. Les programmes devraient être axés sur des techniques et des marchés précis, et leur durée devrait être limitée. En conséquence,

27 Nous recommandons que les gouvernements réorientent leur stratégie d'aide à la conservation de l'énergie et aux substitutions interénergétiques en

remplaçant leurs vastes programmes de subventions par une participation administrative ou financière à des projets de démonstration. Ces interventions devraient être axées sur les technologies qui semblent prometteuses mais dont l'adoption est entravée par des obstacles précis et bien identifiés.

Les taxes sur les produits représentent un autre des éléments qui peuvent fausser les prix. Au détail, les taxes devraient être équilibrées afin que les prix relatifs correspondent bien aux coûts relatifs. Au chapitre 7, nous avons démontré comment des distorsions dans la structure d'imposition peuvent dissuader les consommateurs de choisir des formes d'énergie rentables. Par exemple, nous avons constaté que les écarts de taxes étaient un autre des facteurs qui favorisaient actuellement l'utilisation croissante du propane et du gaz naturel comprimé aux dépens du carburant diesel. Nous craignons que les choix des utilisateurs ne soient faussés par des écarts exagérés entre différents produits en concurrence. C'est pourquoi

28 Nous recommandons que les taxes au détail sur les produits énergétiques soient raisonnablement équilibrées afin d'amener les consommateurs à prendre des décisions qui reflètent mieux le véritable coût relatif des diverses options énergétiques.

En dernier lieu, nous croyons qu'il est important de stimuler la recherche et le développement dans certains domaines touchant l'économie d'énergie et les énergies de remplacement. L'aide aux chercheurs dans les milieux gouvernementaux, industriels et universitaires devrait être fonction du rôle proportionnel de l'énergie dans l'économie. Il faudrait favoriser tout particulièrement les travaux de recherche destinés à combler les lacunes les plus pressantes sur le plan des techniques d'approvisionnement en énergie et de conservation. Mentionnons, par exemple, les techniques de transformation de la biomasse, notamment les techniques de récupération de l'énergie contenue dans les déchets solides et les appareils de chauffage résidentiel au bois. On aurait aussi avantage à étudier les possibilités à plus long terme, telles que le méthanol et le gaz naturel comprimé, qui sont des formes d'énergie prometteuses pour les véhicules automobiles de demain, même si elles sont moins rentables à l'heure actuelle que les autres formes d'énergie disponibles.

Il existe déjà des mécanismes d'aide à la recherche et au développement dans des domaines liés à l'énergie. Le Canada devrait accroître son engagement à cet égard. En conséquence,

29 Nous recommandons que tous les paliers de gouvernement poursuivent activement leur aide à la recherche et au développement dans le domaine de la conservation de l'énergie et des énergies de remplacement.

Bref, il faudrait favoriser la conservation et le remplacement de l'énergie comme moyens d'atteindre une plus grande efficience économique. Des progrès appréciables ont été réalisés à cet égard au cours des dernières années, mais les données indiquent qu'il existe encore un potentiel inexploité. Il faudrait donc stimuler la diffusion sur le marché d'information à caractère technique et financier, favoriser la recherche et le développement concernant les diverses techniques d'économie et de remplacement de l'énergie et, dans certains cas particuliers, fournir une aide financière de façon à accélérer l'implantation de techniques nouvelles et atteindre, du même coup, de meilleurs rendements énergétiques.

Conclusions

Nos travaux ont montré que le Canada est en mesure de tirer de son vaste potentiel énergétique d'importants avantages économiques, tant à court qu'à long terme et tant à l'égard de la consommation intérieure que sur les marchés extérieurs. Il possède des ressources pétrolières encore inexploitées dans le bassin sédimentaire de l'Ouest, ainsi que des réserves dans les régions éloignées qui, si elles sont plus coûteuses à exploiter, n'en offrent pas moins de grandes promesses pour l'accroissement de l'approvisionnement et des revenus. L'actuel potentiel excédentaire de livraison de gaz naturel pourrait servir à conquérir de nouveaux marchés aux États-Unis, ainsi qu'au Canada même, où les réserves sont amplement suffisantes pour répondre à la demande intérieure au cours des années à venir. Les perspectives sont tout aussi favorables dans le secteur hydroélectrique tant au cours de la prochaine décennie qu'au-delà. Enfin, il reste de nombreuses possibilités de réduire les coûts de la consommation énergétique en modulant plus rationnellement l'utilisation des formes d'énergie traditionnelles, en adoptant de nouvelles mesures de conservation et en exploitant de nouvelles sources d'énergie.

Compte tenu de l'influence que les relations internationales et continentales du Canada ont sur l'évolution de son économie, nous croyons qu'il doit tirer parti de son potentiel énergétique par une gestion plus efficace des ressources, tout en assurant un partage plus équitable et plus souple des avantages et des coûts au sein de la population canadienne, en accroissant la sécurité des approvisionnements et en favorisant la participation accrue des Canadiens à l'industrie énergétique.

Nous avons, dans ce chapitre final de notre rapport, proposé des mesures, des modifications aux politiques et programmes gouvernementaux en vigueur, et des mécanismes institutionnels qui nous paraissent aptes à favoriser la réalisation des objectifs énergétiques fondamentaux du Canada, compte tenu de ses caractéristiques économiques, sociales et politiques. Nous avons clairement souligné les rapports étroits qui existent entre le secteur de l'énergie et les dimensions

économiques, sociales et politiques de la société canadienne. Mais nous avons aussi exprimé notre conviction qu'il est possible d'élaborer une stratégie énergétique qui soit axée à la fois sur des objectifs économiques et sur des objectifs non économiques, sans en sacrifier aucun. Nous croyons d'ailleurs que les mesures que nous avons proposées contribueront, beaucoup plus que ne le font les politiques actuelles, à une gestion plus efficace des ressources, à la mise en place de mécanismes équitables et souples pour le partage des revenus provenant de ces ressources, à une participation accrue des Canadiens dans le secteur pétrolier et gazier, à un approvisionnement plus sûr et à une croissance économique plus solide à court et à long termes.

Le bien-fondé de nos recommandations sera confirmé s'il en découle, à moyen et à long termes, des avantages concrets pour tous les Canadiens. Or, nous sommes persuadés que les mesures proposées, si elles jouissent de l'appui et de l'enthousiasme de tous les Canadiens et de leurs gouvernements, justifieront cette confiance.

Réserves et commentaires

Diane Bellemare

Tout le monde sait aujourd'hui que l'énergie est vitale pour le bon fonctionnement de l'économie; en fait, l'énergie est un facteur de production tout aussi essentiel que le travail. Comme les événements des années 70 l'ont démontré, une interruption voire même un ralentissement des approvisionnements en sources d'énergie tel le pétrole peut venir causer des chocs économiques très graves qui risquent d'occasionner non seulement une recrudescence de l'inflation mais aussi et surtout une baisse de la production et une augmentation du chômage. Étant donné l'importance de l'énergie pour l'ensemble de l'économie, les sources d'énergie ne peuvent être traitées sur le plan économique de la même manière que la plupart des biens et services. Dans cette perspective, je tiens à exprimer mon désaccord sur deux des thèmes fondamentaux qui soutiennent ce rapport. J'identifierai, par la suite, plus spécifiquement les recommandations sur lesquelles j'ai des réserves.

Le thème fondamental sur lequel l'analyse et les recommandations contenues dans ce rapport sont fondées, est celui de l'efficacité. En principe, on ne peut s'opposer à des interventions qui promettent une gestion plus efficace de l'économie. En effet selon la théorie économique, une politique est efficace lorsqu'elle permet d'augmenter la production d'un bien ou le bien-être d'un individu *sans diminuer* la production d'autres biens ou le bien-être d'autres individus. Mais rares sont les politiques qui respectent ce critère. Généralement, les différentes politiques économiques font des gagnants et des perdants qui ne sont pas toujours compensés. Dans ce cas, il faut choisir qui seront les gagnants et qui seront les perdants. Les critères d'efficacité ne sont d'aucune utilité pour effectuer ce choix; ce sont plutôt les jugements de valeur qui interviennent. Or, justement, les recommandations continues dans ce rapport font des gagnants et des perdants. À titre d'exemple, on peut voir à l'appendice L (tableau L-5) que l'ensemble des politiques proposées concernant la déréglementation des prix de l'énergie et le système d'imposition des revenus tirés de l'exploitation du pétrole et du gaz, entraînent des gains de revenus pour l'industrie et les gouvernements et par conséquent des pertes de revenus pour les consommateurs d'énergie et cela, selon tous les scénarios envisagés sauf celui où le prix mondial du pétrole diminue. Il est donc clair que sur le plan strictement théorique et logique, les politiques proposées ne peuvent être justifiées exclusivement au nom de l'efficacité puisqu'elles engendrent des conséquences importantes sur le plan de la répartition des revenus.

Par ailleurs, la notion d'efficacité utilisée dans ce rapport apparaît inappropriée au problème de l'énergie pour un certain nombre de raisons. D'abord, le rapport soutient qu'afin de promouvoir l'efficacité, les prix des différentes sources d'énergie doivent refléter les prix du marché. Sur le plan de la théorie économique, on sait que cette assertion est vraie lorsque les marchés sont en concurrence pure et parfaite, qu'il n'existe pas d'indivisibilités ni d'externalités et que les rendements ne sont pas croissants. Quand ces conditions sont réalisées, l'organisation économique peut-être dite efficace si les prix des biens et services sont ceux dictés par les marchés. Lorsque l'une de ces quatre conditions n'est pas satisfaite, il est injustifié de dire que les prix du marché assurent l'efficacité. Or, dans le cas de l'énergie, l'une ou l'autre et parfois plusieurs de ces conditions ne sont pas réunies.

Ensuite, le présent rapport considère toutes les sources d'énergie comme étant équivalentes. Mais en est-il vraiment ainsi ? Par exemple, le pétrole et le gaz sont des ressources non renouvelables alors qu'il en est autrement pour les ressources hydrauliques. On montre dans ce rapport que l'offre de pétrole et de gaz est élastique par rapport à leurs prix. Mais pour combien de temps ? Par ailleurs, l'exploitation des sources d'énergie repose sur des processus fort différents. À cet égard, que dire de toutes les incertitudes que comporte le processus d'exploitation du pétrole et du gaz et qui peuvent se répercuter sur les prix ou les incitations financières accordées aux producteurs de ce type d'énergie ? Et pour les consommateurs d'énergie, les incertitudes entourant le prix du pétrole ne risquent-elles pas d'être plus importantes que dans le cas de l'électricité en raison du fait que le marché du pétrole est mondial alors qu'il est plus limité dans le cas de l'électricité ?

De plus, tout le rapport ignore le fait que l'énergie est un bien beaucoup plus essentiel que les autres. L'énergie est essentielle à la production nationale, ainsi qu'à l'activité des ménages. Un pays qui ne peut s'approvisionner en énergie de façon stable et à des prix raisonnables ne peut se développer sur le plan économique. Ainsi, un pays producteur d'énergie préoccupé avant tout d'exporter son énergie à un prix

avantageux à court terme, n'est pas automatiquement assuré de se développer économiquement. Est-ce que les pays de l'OPEP qui vendent leur pétrole à l'étranger se développent automatiquement sur le plan économique ? On peut en douter à considérer le niveau de développement de plusieurs de ces pays.

Enfin, on oublie de souligner dans le rapport, et en particulier au chapitre 7, que l'utilisation des différentes sources d'énergie nécessite des biens complémentaires coûteux. C'est d'ailleurs l'une des raisons qui expliquent pourquoi l'élasticité de la demande d'énergie est plus forte à long terme qu'à court terme. C'est aussi en raison de l'importance des investissements que nécessite l'utilisation d'une source d'énergie plutôt qu'une autre que la stabilité des prix est importante pour les utilisateurs. Ainsi, il pourrait être plus rentable à long terme d'investir dans de l'équipement qui permet d'utiliser une source d'énergie peut-être plus coûteuse aujourd'hui mais dont le prix est plus stable.

Quand on prend en considération ces quatre points, on voit que la politique énergétique actuelle des différents gouvernements au Canada obéit à une logique historique qui répond *à des besoins d'efficacité définis plus largement* qu'il ne l'est fait dans ce rapport. Il s'est peut être produit des erreurs de parcours qui méritent d'être corrigées. Mais globalement, cette logique ne doit pas être écartée car elle repose sur une préoccupation de développement économique. Or, n'est-il pas légitime de soutenir que sur le plan national, une politique économique est efficace si elle assure le développement économique ?

Il est un deuxième thème, important dans ce rapport, sur lequel je suis en désaccord : il s'agit de la question du partage des revenus entre les gouvernements fédéral et provinciaux. Sur le plan constitutionnel, les provinces ont pleine autorité sur la gestion de leurs ressources; elles peuvent donc les administrer comme elles l'entendent et en tirer les bénéfices monétaires conséquents. Il n'y a, à mon avis, aucune raison valable qui ait été énoncée dans ce rapport pour justifier qu'il en soit autrement. Je ne vois donc pas pourquoi le gouvernement fédéral pourrait légitimement envahir au niveau fiscal le domaine des ressources naturelles.

Le rapport soutient que le système de péréquation autorise le gouvernement fédéral à partager les revenus générés par les ressources. En fait, il est légitime que soient comptabilisés, au niveau de la péréquation, les revenus que les gouvernements provinciaux retirent de l'exploitation de leurs ressources. Ce sont des revenus qui permettent de financer les services publics au même titre que l'impôt personnel ou les taxes indirectes. Mais cela ne justifie pas automatiquement un pouvoir d'imposition pour le gouvernement fédéral sur les revenus tirés des ressources. Ottawa peut toujours financer la péréquation par d'autres sources de revenus. Par ailleurs, la participation équitable de tous les Canadiens au financement des dépenses du gouvernement fédéral ne permet pas, non plus, l'imposition par le fédéral des revenus « potentiels » tirés des ressources. Pour atteindre cet objectif, le gouvernement fédéral peut toujours utiliser les impôts sur le revenu des particuliers et des sociétés en les ajustant pour tenir compte des bénéfices en nature que les particuliers et les entreprises retirent en payant leur énergie (huile, gaz, électricité) à des tarifs inférieurs à la moyenne nationale. De cette manière, le fardeau fiscal des dépenses fédérales pourrait être réparti équitablement entre les Canadiens. En fait, le partage des richesses que les ressources naturelles génèrent peut se faire par la péréquation, par les gouvernements provinciaux et par l'impôt sur le revenu pour les particuliers et les entreprises. Le rapport soutient au contraire que tous les Canadiens doivent pouvoir partager la rente sur les ressources. Mais la notion de rente est un concept abstrait difficile à comptabiliser. En effet, le niveau de la rente dépend, entre autres, de ce qu'on entend par un taux normal de profit. Mais n'est-ce pas là où réside tout le problème ?

Compte tenu de ces commentaires sur le partage des revenus tirés des ressources, il est clair que je ne suis pas d'accord avec la première recommandation.

En ce qui a trait à la déréglementation des prix du pétrole et du gaz, il est possible que cela soit une bonne chose. Toutefois, je doute que les raisons invoquées soient les meilleures. À cause des incertitudes qui entourent la détermination du prix du pétrole, il se pourrait qu'on souhaite voir son prix grimper au niveau mondial afin d'inciter davantage les Canadiens à conserver l'énergie et à substituer au pétrole des sources d'énergie dont les prix sont plus stables. Un cadre d'analyse plus global que celui utilisé dans ce rapport aurait permis d'y voir plus clair.

Quant aux recommandations 11, 12 et 14, je crois que dans la mesure où le gouvernement fédéral tient à stabiliser et uniformiser le prix du pétrole et du gaz, il peut avoir le contrôle de certaines taxes afin de prévoir l'implantation rapide de mesures de sécurité permettant d'amortir des hausses imprévues du prix de ces ressources et afin de continuer à subventionner le transport du gaz.

J'ai de très fortes réserves à exprimer sur les recommandations relatives au secteur de l'électricité. En particulier, je pense que les recommandations 17, 18 et 19 s'appuient sur une définition trop étroite de l'efficacité. S'agissant des recommandations 18 et 19, les provinces doivent pouvoir gérer leur production d'électricité de la façon qu'elles l'entendent. Ainsi, dans une période de chômage prononcé, un gouvernement provincial pourrait choisir de mettre en place des

travaux publics visant à augmenter les capacités de production de l'électricité; il devrait alors avoir la latitude de financer ces travaux comme il l'entend.

La recommandation 20 m'apparaît prématurée. Avant de proposer une tarification spéciale en fonction du moment d'usage, il est essentiel de s'interroger sur les effets redistributifs d'une telle mesure. *A priori*, l'utilisation de l'électricité diffère des appels téléphoniques et du transport, de telle sorte que le changement de tarification proposé risque d'engendrer une hausse des coûts d'utilisation pour les consommateurs. En effet, les gens et les entreprises ont beaucoup moins de latitude pour choisir le moment approprié de leur consommation d'électricité que ce n'est le cas pour les communications : il faut chauffer lorsqu'il fait froid et s'éclairer lorsqu'il fait noir.

Je ne suis pas d'accord avec les recommandations 22, 23 et 25. Chaque province doit pouvoir décider de la manière dont elle veut faire bénéficier ses ressortissants des revenus tirés des ressources. Il revient aux provinces de choisir de les répartir au moyen d'une réduction des prix intérieurs et il existe d'autres moyens que les prix, comme l'information, pour inciter les consommateurs à conserver l'énergie. En fait, ces recommandations relatives à la tarification de l'électricité limitent inutilement la marge de manœuvre des provinces en matière de développement économique.

Enfin, il m'apparaît important de nuancer la recommandation 27. Les subventions sont possiblement essentielles pour inciter les gens à utiliser des sources d'énergie efficaces. Le cas échéant, les consommateurs risquent de ne pouvoir financer l'investissement nécessaire pour conserver ou changer leur source d'énergie, soit parce que leurs revenus sont trop faibles ou parce qu'ils croient que les prix retourneront, à plus ou moins brève échéance, à des niveaux favorables.

Je voudrais terminer ces commentaires en soulignant qu'il est malheureux que ce rapport ait négligé d'analyser en profondeur la problématique entourant deux des objectifs poursuivis historiquement par les gouvernements du Canada dans le cadre de leur politique énergétique, soit ceux de la stabilité des prix de l'énergie et de la sécurité des approvisionnements. Or, n'y a-t-il pas lieu de penser que cette stabilité et cette sécurité sont essentielles pour assurer le développement économique et la croissance ? Malheureusement, certaines recommandations du présent rapport, si elles sont adoptées, risquent d'accentuer l'instabilité des prix en incorporant aux mécanismes de détermination des prix des éléments variables et imprévisibles; elles risquent aussi d'augmenter l'insécurité en incitant les consommateurs d'énergie à consommer principalement du pétrole, comme par le passé, en réduisant les subventions et en jouant sur les prix relatifs.

Appendices

A Calcul des prix du pétrole et du gaz naturel en 1984

Tableau A-1

Prix de l'ancien pétrole et du nouveau pétrole canadien, février 1984

En dollars

	Prix	
	Par mètre cube	Par baril
Ancien pétrole		
Prix au point d'extraction	187,21	29,75
+ Prélèvement spécial de canadianisation	7,25	1,15
+ Coût de transport de l'Alberta à Toronto	10,47	1,66
+ Prélèvements d'indemnisation pétrolière[1]	23,64	3,76
Prix combiné à Toronto[2]	228,57	36,32
Nouveau pétrole		
Prix mondial à Toronto[3]	251,99	40,04
- Coût du transport de l'Alberta à Toronto	10,47	1,66
Prix au point d'extraction	241,52	38,38

1 Ces prélèvements s'établissent comme suit (par baril) : prélèvement à l'importation, 1,36 $; prélèvement relatif au prix de référence du nouveau pétrole, 1,64 $; prélèvement relatif à Syncrude, 0,76 $.

2 Le prix combiné à la consommation est maintenant égal à au moins 92 % du prix mondial à Toronto.

3 Pour un pétrole ayant un coefficient de densité API de 36° à 40° (D2S2).

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

Tableau A-2

Calcul du prix combiné du pétrole canadien[1] et du prélèvement d'indemnisation pétrolière, premier trimestre de 1984

En dollars

Production d'ancien pétrole x prix de l'ancien pétrole livré à Toronto (140 000 m^3/j @ 205,02 $/m^3$)	28,70	millions
+ Production de nouveau pétrole x prix de référence moyen pondéré du nouveau pétrole (80 000 m^3/j @ 250,02 $/m^3$)	20,00	"
+ Production de pétrole synthétique x prix pondéré moyen du pétrole synthétique (20 000 m^3/j @ 265,02 $/m^3$)	5,30	"
+ Pétrole importé x prix à l'importation (40 000 m^3/j @ 247,02 $/m^3$)	9,88	"
Total	63,88	"
÷ Consommation intérieure (280 000 m^3/j = prix combiné approximatif à Toronto	228,14	$/m^3
- Prélèvement spécial de canadianisation	7,25	$/m^3
- Coût du transport de l'Alberta à Toronto	10,47	$/m^3
- Prix de l'ancien pétrole au point d'extraction	187,21	$/m^3
Prélèvement d'indemnisation pétrolière (approximatif)[2]	23,21	$/m^3

1 Essentiellement, le prix combiné est le prix moyen du pétrole consommé par les Canadiens. Il est fondé sur une moyenne du prix fixe de l'ancien pétrole et des prix mondiaux flottants pour le pétrole importé et le nouveau pétrole.

2 Ce prélèvement approximatif équivaut à 3,69 $ le baril, soit 0,07 $ de moins que le chiffre cité au tableau A-1.

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada.

Tableau A-3

Prix de l'essence en Ontario, février 1984

	Prix		
	En dollars par mètre cube	En dollars par baril	En cents par litre[1]
Prix combiné à Toronto	228,57	36,32	22,86
+ Marges attribuées aux négociants et aux raffineries	136,70	21,72	13,67
+ Taxe de vente de l'Ontario	80,00	12,71	8,00
+ Taxe de vente fédérale	30,00	4,77	3,00
+ Taxe d'accise fédérale	15,00	2,38	1,50
Prix au détail	490,27	77,90	49,03

1 Coût moyen pour l'essence régulière avec plomb.

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

Tableau A-4

Prix du gaz naturel en Ontario, février 1984

En dollars/GJ

Prix moyen au point d'extraction en Alberta	2,95
– Rendement des exportations	0,43
– Paiements d'incitation à l'expansion des marchés	0,06
Prix moyen au point d'extraction en Alberta pour la vente au Canada	2,46
+ Coût du transport en Alberta (réseau de NOVA)	0,33
Prix à la frontière de l'Alberta	2,79
+ Tarif de la TransCanada PipeLines	0,94
– Subvention d'aide au transport	0,01
+ Taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz	–
+ Prélèvement spécial de canadianisation	0,14
Prix du gros à Toronto	3,86
+ Marge attribuée aux distributeurs	1,08
Prix moyen à la consommation	4,94

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

B La fiscalité des hydrocarbures au Canada

Les revenus tirés de la production de pétrole et de gaz sont assujettis à un certain nombre de taxes et redevances prélevées par le gouvernement fédéral et les provinces. Les assiettes de perception varient suivant l'emplacement, la date de découverte, la taille de l'entreprise, la méthode de production, la productivité, et ainsi de suite. La figure B-1 donne les taux actuels. Pour une description détaillée des régimes fiscaux s'appliquant au pétrole et au gaz en mars 1984, voir Price Waterhouse, *Oil and Gas Taxation*.

Figure B-1

Sommaire du régime canadien de taxes et redevances pétrolières et gazières

	Prélèvement de base	Observations
Prélèvements fédéraux		
Impôt sur les bénéfices des sociétés	46 %, avec dégrèvement de 10 % sur les bénéfices obtenus dans une province	- S'applique au revenu imposable de toutes origines - Les déductions permises comprennent les dépenses d'exploration, de mise en valeur et d'immobilisation, ainsi qu'une remise sur les ressources - Aucune déduction n'est admissible au titre des redevances, mais la plupart des provinces offrent à ce titre différentes formes de dégrèvement
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières	16 %	- S'applique aux recettes de production après déduction des frais d'exploitation et, dans le cas des entreprises admissibles de la « remise sur les ressources » de 25 %
Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires	50 %	- S'applique aux recettes supplémentaires tirées du pétrole découvert avant 1981 provenant d'une hausse de prix supérieure au barème prévu dans le PEN, après déduction des redevances supplémentaires - Suspendue jusqu'au 31 mai 1985
Taxe sur les redevances additionnelles sur les ressources	50 %	- S'applique aux redevances supplémentaires sur le pétrole découvert avant 1981 - Suspendue jusqu'au 31 mai 1985
Taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz naturel	Varie suivant le produit; à l'heure actuelle, la taxe est nulle pour le gaz commercialisable et pour les liquides du gaz naturel	- S'applique au gaz commercialisable consommé au Canada (quelle qu'en soit la provenance) ou exporté (gaz venant des Terres du Canada seulement) et sur les liquides du gaz, qu'ils soient consommés ou exportés - Prélevée à l'usine de traitement
Prélèvement d'indemnisation pétrolière	Varie selon les besoins; plafonné à 75 $/m^3	- S'applique à tout le pétrole canadien livré à la raffinerie et à tout le pétrole importé
Prélèvement spécial de canadianisation	7,25 $/m^3 pour le pétrole 0,14 $/GJ pour le gaz	- S'applique au pétrole canadien livré à la raffinerie, au pétrole importé, au gaz canadien commercialisable et aux liquides du gaz au point où est prélevée la TGNLGN, et au gaz et liquides du gaz importés
Prélèvement à l'exportation	Varie mensuellement	- S'applique aux exportations en vrac de pétrole et de produits du raffinage du pétrole

Figure B-1 (fin)

	Prélèvement de base	Observations
Prélèvements provinciaux		
Impôt sur les bénéfices des sociétés	16 % Terre-Neuve 15 % Nouvelle-Écosse 13 % Québec 15 % Ontario 16 % Manitoba 14 % Saskatchewan 11 % Alberta 16 % Colombie-Britannique 10 % Territoires du Nord-Ouest 10 % Yukon	– Essentiellement conforme aux dispositions contenues dans la Loi de l'impôt sur le revenu, sauf cas particuliers
Redevances à la production	Les taux et les regimes différents selon les provinces; sauf cas particuliers, ils sont fonction des prix, de la quantité produite, de la date de découverte du procédé d'extraction et ainsi de suite	– S'applique au pétrole et au gaz – La plupart des provinces accordent une remise à l'égard des puits à faible productivité
Régime applicable aux Terres du Canada		
Redevance de base	10 %	– Prélevée sur les recettes brutes tirées de la production sur les Terres du Canada
Redevance additionnelle progressive	40 %	– Prélevée sur les bénéfices nets définis comme suit : recettes nettes, moins la redevance de base, la TRPG, un dégrèvement d'impôt sur les bénéfices, les frais d'exploitation, une provision pour l'investissement et l'impôt payé, et des bénéfices calculés selon un taux de rendement autorisé

C Calcul de la rentabilité

Les recettes et les coûts figurant au tableau 4-7 correspondent aux prévisions et sont fondés sur les prix et les coûts moyens actuels. On a calculé les coûts de façon à y incorporer un rendement de capital « normal » de 10 %, en termes réels, et on a estimé les redevances provinciales après déduction des incitations, y compris les sommes versées dans le cadre du programme albertain d'incitations pétrolières (« Alberta Petroleum Incentive Program » – APIP). Les impôts sur les bénéfices sont fondés sur les taux effectifs. (Voir l'appendice B pour la description des régimes fiscaux du gouvernement fédéral et des provinces.) Le prix au point d'extraction est fondé sur le prix de référence du pétrole nouveau. Les chiffres du tableau 4-7 ont été calculés en fonction d'un taux d'inflation de 10,8 % en 1981-1982 et de 5,8 % en 1982-1983. La conversion en unités métriques est effectuée à l'aide du facteur de 6,293 barils pour un mètre cube. Le coût des réserves en terre est converti en un coût nivelé de production à l'aide d'un facteur de 2,12. Les chiffres du tableau 4-7, qui sont arrondis, ont été calculés de la manière suivante (en dollars de 1983) :

	(Dollars/m^3)
Prix du pétrole nouveau au point d'extraction = 35,55 $ le baril =	223,72[1]
Coûts d'exploitation = 4,52 $ le baril =	28,44[1]
Coûts d'aménagement des réserves en terre =	22,42[2]
Coûts nivelés de mise en valeur = 22,42 $/$m^3$ × 2,12 =	47,53
Redevances provinciales = 10,74 $ le baril =	67,58[1]
Estimation des incitations provinciales[3] = 36 % des redevances =	24,33
Redevances provinciales nettes (moins les incitations) = 67,58 $/$m^3$ – 24,33 $/$m^3$ =	43,25
TRPG fédérale = 3,60 $ le baril =	22,65[1]
Impôts sur les bénéfices (fédéraux et provinciaux, taux effectifs) = (3,79 $ + 0,76 $) le baril =	28,63[1]
Coûts d'exploration des réserves en terre = coûts privés moins les primes moins le loyer de l'argent pour les primes = [5,54 $ – 1,47 $ – 0,75 $] = 3,32 $ le baril (en dollars de 1981) =	24,49
Coût nivelé de l'exploration = 24,49 $/$m^3$ × 2,12 =	51,92

1 EMR, « Energy Handbook, Update 86 ».
2 Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta ».
3 Cette estimation n'est qu'approximative, car on ne dispose pas de données unitaires relatives aux paiements versés par l'Alberta dans le cadre du PEP. Elle est calculée au moyen de la valeur globale de ces paiements en 1983 en pourcentage des redevances totales au titre du pétrole et du gaz. Voir : Énergie, Mines et Ressources Canada, « Detailed Revenue Sharing and Netback Assumptions, Canada/Alberta Amending Agreement », Ottawa, août 1983, p. 21.

D Les exportations de gaz naturel

Les contrats qui régissent les ventes de gaz naturel aux États-Unis s'établissent entre producteurs et acheteurs. Dans ces contrats, sont spécifiés notamment les volumes à livrer, les niveaux annuels et quotidiens maximaux, et les engagements minimums des acheteurs. Les contrats doivent être approuvés par l'ONE au Canada et par divers organismes de réglementation aux États-Unis.

Les permis d'exportation sont accordés en fonction des surplus déterminés par l'ONE. Le calcul de ces surplus se fait à partir du niveau des réserves établies, duquel on soustrait les besoins intérieurs (équivalant à 25 fois la consommation annuelle courante – le critère 25A1) et les exportations déjà autorisées; le solde représente la quantité excédentaire de gaz naturel par rapport aux besoins du Canada. Un exemple est présenté au tableau D-1.

Tableau D-1

Surplus exportable de gaz naturel selon les estimations de l'ONE

En milliards de m^3

Réserves établies restantes	2 170
Moins : les réserves reportées[1]	35
la moitié des réserves dont l'exploitation est jugée non rentable[2]	21
les pertes en cours de retraitement[3]	150
Capacité d'approvisionnement totale	1 963
Ventes au Canada[4]	1 133
Plus : exportations autorisées[5]	336
Besoins globaux	1 469
Réserves excédentaires	494

1 On estime que les réserves reportées en Alberta sont de 115 milliards de m^3, dont 81 milliards de m^3 devraient être raccordés à des gazoducs au cours des 25 prochaines années.

2 On estime à 40 milliards de m^3 pour l'Alberta les réserves qui ne sont pas encore rentables, alors qu'elles sont en quantité négligeable pour la Colombie-Britannique.

3 Établi à partir de témoignages à l'effet que la capacité nécessaire pour retraiter tous les volumes quittant l'Alberta serait disponible.

4 Y compris le combustible et les pertes pipelinières, mais non le combustible utilisé pour les exportations. Les ventes sur le marché canadien correspondent à 25 fois la demande de 1982, qui était de 45 milliards de m^3.

5 Les exportations autorisées correspondent aux quantités maximales exportables en vertu des permis en vigueur, y compris un volume de 13 milliards de m^3 pour le combustible utilisé au Canada afin d'exporter ces quantités.

SOURCE Données de l'Office national de l'énergie.

Le prix du gaz naturel sur le marché de l'exportation est plus élevé que le prix intérieur. Depuis 1975, le prix à l'exportation est fixé par le gouvernement et, depuis 1977, il est lié à la valeur de remplacement du gaz, c'est-à-dire qu'il est établi en fonction du prix du pétrole brut importé au Canada, compte tenu des coûts de transport et de la différence de rendement énergétique entre les deux produits. En raison des conditions du marché, toutefois, les prix à l'exportation effectivement obtenus ont rarement atteint la valeur de remplacement. L'évolution des prix sur le marché de l'exportation est présentée au tableau D-2. Le prix de référence, qui se situe présentement à 152,69 $ É.-U./mille m^3, s'applique uniformément à tous les points de la frontière canado-américaine. Les recettes au point d'extraction correspondent donc à la différence entre le prix de référence et les frais de transport jusqu'à la frontière; elles varient donc en fonction du point d'exportation.

Pour toute exportation de gaz, le producteur touche d'abord un prix équivalant au prix intérieur moyen. Le gouvernement de l'Alberta perçoit la différence, au point d'extraction, entre le prix à l'exportation et le prix intérieur pour la remettre par la suite à tous les producteurs de gaz de la province au prorata de leur production, qu'elle soit destinée au marché intérieur ou aux marchés étrangers. Appelée « rentrée d'exportation », cette ristourne vise à garantir que les producteurs soient autant incités à vendre leur gaz naturel sur le marché canadien que sur celui des États-Unis.

Au cours des deux ou trois dernières années, l'industrie canadienne du gaz et le gouvernement ont suivi avec une certaine inquiétude l'évolution du marché du gaz naturel aux États-Unis. En 1983, les exportations étaient à leur plus bas niveau depuis 1970, s'établissant à 20,2 milliards de m^3 – environ 43 % du volume autorisé par l'ONE. Cette baisse est en partie attribuable à la politique de prix suivie par le Canada, et en partie à l'apparition d'un surplus de gaz aux États-Unis, causée par un revirement soudain de la politique du gouvernement américain et par les conditions du marché. On estime que 16 % des réserves de gaz aux États-Unis sont actuellement inexploitées.

Tableau D-2

Prix à l'exportation du gaz naturel, Canada, 1973-1983

	Prix moyen pour mille m³	
	En dollars É.-U.	En dollars canadiens
1973	12,21	12,21
1974	19,23	18,81
1975	40,94	41,65
1976	58,49	57,68
1977	67,26	71,54
1978	74,98	85,49
1979	88,63	103,83
1980	151,05	176,58
1981	167,28	200,45
1982	171,32	211,36
1983	157,88	194,55
1984 (six premiers mois)	152,69	194,53

SOURCE Données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

La situation actuelle aux États-Unis est fort différente de celle qui prévalait à la fin des années 60 et au début des années 70, alors qu'une pénurie de gaz naturel était en train de se développer en raison du faible niveau des prix qui contribuait à stimuler la demande mais ne favorisait pas l'exploration et la mise en valeur des réserves. En 1972, les réserves de gaz aux États-Unis ne représentaient plus que 11 ans de consommation. La demande pour le gaz naturel canadien a donc augmenté rapidement, mais au moment même où les réserves au Canada ne cessaient de baisser. Entre 1971 et 1976, l'ONE n'a accordé aucun nouveau permis d'exportation.

Les conditions de l'offre et de la demande sur le marché de l'exportation se sont profondément modifiées en moins de 10 ans; nous sommes passés d'une situation où la demande pour le gaz canadien excédait la capacité d'approvisionnement à une situation où les producteurs canadiens ne peuvent produire à pleine capacité en raison de l'affaissement du marché aux États-Unis.

Le revirement sur le marché du gaz aux États-Unis s'est produit en 1978 lorsque le Congrès a adopté la Natural Gas Policy Act (NGPA). Cette loi a contribué à modifier radicalement la situation de l'approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis, et cela de deux façons. Tout d'abord, elle a permis que les réserves de gaz, jusque-là destinées exclusivement au marché intérieur des États producteurs, puissent être commercialisées sur le marché inter-États pour combler les pénuries d'approvisionnement de plus en plus sérieuses qui se manifestaient. Cette première disposition de la NGPA a eu pour effet de libérer entre 20 et 30 milliards de m³ de gaz naturel, causant un surplus jugé alors temporaire. En outre, la NGPA instaurait un nouveau barème de prix dans le but d'inciter les producteurs à trouver, à mettre en valeur et à exploiter de nouvelles réserves de gaz naturel.

D'autres événements, coïncidant avec l'adoption de la NGPA, devaient favoriser l'apparition d'une capacité excédentaire. À partir de 1976, la demande de gaz s'est mise à décliner à un rythme moyen de 1 % par année. Cette contraction du marché est attribuable à divers facteurs, notamment le ralentissement de la croissance économique, les efforts en vue d'économiser l'énergie, la concurrence des autres sources d'énergie et les restrictions imposées par le gouvernement sur l'utilisation du pétrole et du gaz dans l'industrie[1]. Depuis 1981, les pressions à la baisse sur la demande de gaz ont continué de se manifester par suite, d'une part, de la baisse du prix du pétrole et, d'autre part, de la montée graduelle du prix du gaz à la faveur de l'application des dispositions de la NGPA.

Le marché du gaz naturel aux États-Unis est encore en transition. La NGPA prévoit une déréglementation graduelle des prix entre 1985 et 1987; à moyen terme, cela devrait amener une plus grande concurrence et faire baisser les prix. À l'heure actuelle, le prix moyen a tendance à augmenter à mesure que le « nouveau » gaz, plus coûteux, remplace graduellement le gaz ancien. Cette situation pose des difficultés aux exportateurs canadiens qui, dans le passé, pouvaient profiter de la capacité des distributeurs américains de combiner le gaz canadien plus coûteux au gaz ancien, ce qui leur permettait de maintenir leur position sur le marché. On estime généralement qu'en raison de la baisse de la part du gaz ancien dans l'ensemble des approvisionnements aux États-Unis, les exportateurs canadiens devront se montrer plus concurrentiels dans l'avenir. Cette évolution fait déjà pression sur le gouvernement canadien qui doit envisager d'assouplir le présent régime de prix à l'exportation.

Devant la baisse constante des exportations de gaz naturel, le gouvernement fédéral a récemment adopté un certain nombre de mesures visant à mieux adapter sa politique aux conditions du marché d'exportation du gaz.

Une première décision importante fut prise en avril 1983 lorsque le prix à l'exportation fut abaissé de 171,32 $ É.-U. à 152,69 $ É.-U./mille m³. En juillet 1983, le gouvernement adoptait un « prix incitatif » de 118 $ É.-U./mille m³ – applicable à tout contrat et pour une période de deux ans sur les quantités dépassant le moins élevé des niveaux de référence suivants : 50 % de la quantité permise à chaque groupe de permis, ou le volume des ventes de ce groupe de permis

au cours de l'année précédente. L'effet de ces modifications au régime n'est pas évident car la situation n'a cessé de se dégrader sur le marché américain, entraînant, entre 1982 et 1983, une baisse tant du volume que de la valeur des exportations.

Une autre série de changements touchant la politique gazière est entrée en vigueur en mai 1982 lors de la publication du rapport de la première phase des audiences de l'ONE sur les exportations de gaz naturel. Le rapport présentait les modifications que l'Office se proposait d'apporter à sa formule de détermination des surplus exportables. Les changements envisagés visaient essentiellement à permettre à l'Office d'être moins restrictif dans l'évaluation des surplus exportables et, du même coup, de disposer d'une plus grande souplesse dans l'octroi des permis d'exportation. Les nouvelles dispositions permettaient d'inclure dans les réserves disponibles les réserves de gaz dont l'Office avait autorisé l'exportation mais qui étaient jugées non exportables (en raison des contraintes du marché).

En novembre 1982, l'ONE recevait le pouvoir d'autoriser par décret des contrats d'exportation de gaz naturel d'une durée de deux ans ou moins, sans devoir tenir des audiences publiques. Les exportations à court terme, qui ne peuvent pas dépasser au total 3 milliards de m^3 par année, demeurent conditionnelles à la disponibilité d'un surplus exportable, tel que déterminé par l'ONE.

Enfin, en juillet 1984, le gouvernement fédéral annonçait un nouveau régime de prix pour les exportations de gaz naturel, lequel permettait aux producteurs de négocier en toute liberté avec leurs clients. Ce nouveau régime devait entrer en vigueur le 1er novembre 1984. En vertu des nouvelles règles, les exportateurs peuvent continuer à vendre du gaz selon le système de double prix actuellement en vigueur ou négocier un prix qui sera soumis à l'examen de l'ONE. Le prix à l'exportation ne peut toutefois être inférieur au prix du gaz livré à Toronto. Les contrats d'exportation doivent aussi comporter des dispositions permettant de rajuster le prix en fonction de l'évolution des conditions du marché. Parce qu'ils sont soumis à l'examen de l'ONE et qu'ils ne peuvent descendre sous le prix du gaz livré à Toronto, les prix à l'exportation demeurent en fait partiellement réglementés.

Aux termes de la nouvelle politique, les ventes à court terme ou au comptant doivent être conformes aux critères généraux qui s'appliquent aux contrats à prix négociés. En outre, les ventes au comptant ne doivent pas se faire au détriment des autres ventes de gaz canadien et doivent pouvoir être interrompues, pour éviter de nuire aux contrats d'exportation à plus long terme ou à la capacité de satisfaire les besoins intérieurs.

E Le prix du gaz et le régime fiscal

Pour diverses raisons, les modalités de l'établissement des prix intérieurs du gaz naturel au Canada ont toujours été caractérisées par une certaine rigidité. C'était le cas du système en vigueur avant 1975, dans le cadre duquel les prix étaient négociés entre producteurs et sociétés de gazoducs. Même si les contrats comportaient des clauses « de la nation favorisée » et des formules d'indexation ou de renégociation des prix[1], il était généralement difficile de modifier le prix du gaz. Cette rigidité est devenue particulièrement probablématique en 1973 et en 1974 lors de l'escalade subite des prix du pétrole. Alors que l'on croyait généralement que les prix du pétrole et du gaz devaient être équivalents, avec peut-être même une prime pour le gaz, le prix du gaz était tombé à près de 50 % de celui du pétrole livré à Toronto en 1974. Les producteurs et les deux paliers de gouvernement reconnurent que la situation devait être corrigée.

En décembre 1973, l'assemblée législative de l'Alberta adoptait l'Arbitration Amendment Act qui définissait clairement la valeur du gaz naturel comme produit de base sur le marché. Le gouvernement de l'Alberta voulait de cette façon que la notion de produit de base serve de critère à l'établissement du prix du gaz naturel. C'est ainsi que l'Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB) établit des prix cibles devant permettre de couvrir adéquatement le coût des services – bien que ces prix cibles n'aient pas nécessairement été suivis. Par suite de sentences arbitrales rendues ultérieurement, le prix du gaz naturel s'est élevé pour atteindre, sur une base d'équivalence énergétique, 63 % du prix intérieur du pétrole en 1975 (tableau E-1). Bien que le gouvernement de l'Alberta ait influencé indirectement le prix du gaz naturel à partir de 1973, l'intervention directe de l'État dans ce domaine a débuté avec le budget fédéral de juin 1975, qui établissait une nouvelle politique en regard du prix du gaz naturel à compter du 1er novembre 1975.

À l'époque, le rapport entre le prix du gaz livré à Toronto et le prix intérieur du pétrole fut fixé à près de 85 %, dans le cadre de l'entente entre le gouvernement fédéral et l'Alberta concernant l'établissement du prix du gaz naturel. Cette entente portait sur toutes les ventes interprovinciales de gaz, les prix applicables dans les différentes régions étant fixés en fonction des frais relatifs de transport, comme l'exigeait l'ONE. Les provinces productrices avaient le pouvoir de fixer les prix de vente sur le marché intra-provincial. Le prix à l'exportation, de compétence fédérale, a aussi été réglementé directement pour la première fois en 1975. Deux ans plus tard, il fut décidé de lier le prix à l'exportation à « la valeur de remplacement » du gaz, définie comme étant le prix du pétrole brut importé dans l'Est du Canada.

Lorsque le nouveau régime de prix intérieurs est entré en vigueur, le gouvernement fédéral a indiqué son intention de faire disparaître l'écart qui subsistait entre le prix du gaz et le prix du pétrole livrés à Toronto, sur une période de trois à cinq ans. Même si cet objectif n'a jamais été atteint – le rapport moyen entre le prix du gaz et celui du pétrole n'a jamais dépassé 82 % au cours des années qui ont suivi –, le prix intérieur du gaz a augmenté considérablement au cours de la période en raison de la hausse du prix du pétrole. Entre 1973 et 1980, le prix du gaz naturel livré à Toronto est passé de 16,76 $ à 84,92 $/mille m³. Sous l'effet de cette hausse et de la progression encore plus rapide du prix à l'exportation, le prix moyen au point d'extrac-

Tableau E-1

Rapport entre le prix du gaz et le prix du pétrole, Canada, 1970-1983

	Prix du gaz	
	Livré à Toronto[1] (en dollars mille m³)	En % du prix du pétrole canadien à Toronto[2]
1970	15,27	75
1971	15,64	72
1972	17,13	79
1973	16,76	66
1974	20,48	52
1975	30,54	63
1976	46,18	82
1977	54,75	81
1978	65,92	82
1979	71,51	80
1980	84,92	77
1981	106,52	63
1982	132,22	65
1983	143,76	65

1 Les prix correspondent à des moyennes annuelles; depuis 1980, ils comprennent la TGN LGN ainsi que le PSC.
2 D'après la moyenne annuelle du « coût d'acquisition des raffineurs » à Toronto.
SOURCE Données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

tion est passé de 6 $ à 77 $/mille m³ au cours de la même période. Le nouveau régime de prix favorisa un accroissement de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel mais contribua à ralentir la croissance de la demande.

En 1980, les modalités d'établissement des prix intérieurs du gaz firent l'objet d'une autre révision importante dans le cadre du Programme énergétique national. La réforme visait deux objectifs : premièrement, le régime de prix devait permettre d'inciter l'industrie du gaz à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves de gaz et, deuxièmement, les prix du gaz naturel sur les marchés de consommation finale devaient être assez alléchants pour favoriser le remplacement du pétrole par le gaz et faciliter la pénétration de nouveaux marchés. Ce second objectif marquait un changement radical par rapport à la politique préconisée jusque-là, à savoir que le prix du gaz devait être fixé de façon à ce que le gaz soit tout juste concurrentiel avec les autres sources d'énergie, y compris le pétrole.

Le barème de prix prévu à l'origine dans le PEN comportait un élargissement graduel de l'écart entre le prix du gaz et celui du pétrole. Sur la base des prix applicables à Toronto, le ratio (après impôts) devait tomber de 80 à 67 % sur une période de trois ans. Comme on prévoyait que le prix intérieur du pétrole augmenterait considérablement au cours de cette période, le prix du gaz livré à Toronto devait s'élever de quelque 92 $/mille m³ en octobre 1980 à environ 140 $/mille m³ en août 1983 (tableau E-2). Les hausses de prix étaient destinées en partie à permettre au gouvernement fédéral de prélever deux nouvelles taxes sur le gaz, soit la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz naturel (TGNLGN) et le prélèvement spécial de canadianisation (PSC) – qui s'appliquait également au pétrole –, ainsi qu'à absorber une hausse des tarifs de transport. Durant cette période de deux à trois ans,

Tableau E-2

Gaz naturel canadien – prix et taxes en vigueur et prévus dans le PEN, 1980-1983

En dollars/mille m³

	Prix à la frontière de l'Alberta	Tarif de la société TransCanada	TGNLGN	PSC[1]	Prix du gaz livré à Toronto
Prix et taxes prévus dans le PEN					
le 31 octobre 1980	68,16	23,84			91,99
le 1er novembre 1980	68,16	23,84	10,43		102,42
le 1er juillet 1981	58,47	27,93	16,01	5,21	107,64
le 1er janvier 1982	54,75	31,66	21,23	5,21	112,85
le 1er février 1982	60,34	31,66	21,23	5,21	118,44
le 1er août 1982	65,55	31,66	21,23	5,21	123,65
le 1er janvier 1983	61,45	35,75	26,44	5,21	128,86
le 1er février 1983	66,67	35,75	26,44	5,21	134,08
le 1er août 1983	72,25	35,75	26,44	5,21	139,66
Prix et taxes en vigueur					
le 31 octobre 1980	68,16	23,84			92,00
le 1er novembre 1980	66,16	23,84	10,43		100,42
le 1er juillet 1981	66,13	24,12	15,64	5,21	111,10
le 1er janvier 1982	63,37	26,88	15,64	5,21	111,10
le 1er février 1982[2]	72,05	27,92	23,46	5,21	128,64
le 1er août 1982[2]	80,73	28,34	23,46	5,21	137,74
le 1er janvier 1983[2]	80,73	32,78	23,46	5,21	142,18
le 1er février 1983[2]	89,41	32,90	16,76	5,21	144,28
le 1er août 1983[3]	98,09	34,90	5,59	5,21	143,79
le 1er février 1984[3]	103,91	34,56[4]		5,21	143,68

1 Le PSC a été instauré dans le cadre du PEN, mais les taux ont été fixés seulement en mai 1981.
2 Aux termes de l'entente de septembre 1981.
3 Aux termes de l'entente révisée de juin 1983.
4 Le tarif effectivement appliqué par TransCanada Pipelines est de 34,90 $/mille m³; toutefois, en vertu de l'entente révisée de juin 1983, le tarif servant à calculer le prix à la frontière de l'Alberta ne peut dépasser 34,56 $/mille m³. Par conséquent, le gouvernement fédéral subventionne, à même le PSC, les coûts de transport à raison de 0,34 $/mille m³.

SOURCE Données du ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

les rentrées nettes aux limites de l'Alberta des ventes de gaz sur le marché intérieur devaient baisser pour ensuite revenir à peu près à leur niveau initial. Le PEN établissait également un prix unique pour tous les centres situés à l'est de Toronto, correspondant au prix en vigueur sur ce marché. Les coûts de distribution dans la zone Est devaient être répartis également entre tous les centres de consommation.

Depuis l'entrée en vigueur du PEN, deux ententes conclues entre le gouvernement fédéral et l'Alberta sont venues modifier le barème des prix du pétrole et du gaz. L'entente de septembre 1981 stipulait que le gouvernement fédéral fixerait la TGNLGN de manière à maintenir un rapport de 65 % entre le prix du gaz et celui du pétrole livrés à Toronto, et à stabiliser les prix intérieurs à la frontière de l'Alberta. Pour ce faire, les prix furent établis à la frontière de l'Alberta et non plus à Toronto. Signalons que cet engagement visait les consommateurs et non l'Alberta qui bénéficiait d'un prix garanti. Ayant établi les prix aux deux extrémités du gazoduc et le prix du gaz livré à Toronto variant en fonction du prix du pétrole, il ne restait au gouvernement fédéral qu'à se servir de la TGNLGN et du PSC comme moyens de concilier sa politique en matière de prix avec le niveau de recettes que l'Alberta désirait toucher à sa frontière. Une baisse du prix du pétrole ferait diminuer le prix du gaz livré à Toronto et obligerait le gouvernement fédéral à retirer la TGNLGN et le PSC pour préserver le barème de prix convenu aux limites de l'Alberta. Une hausse du prix du pétrole aurait l'effet contraire, les revenus des producteurs étant fixés aux termes de l'entente. Par suite de l'entente de septembre 1981, les revenus des producteurs découlant des ventes intérieures de gaz seraient demeurés insensibles aux variations du pétrole et aux autres conditions du marché, une situation qui s'avérait peu réaliste compte tenu des profonds changements qui s'annonçaient sur ce marché.

La chute subséquente du prix mondial du pétrole exerça une pression à la baisse sur le prix intérieur du pétrole, rendant de plus en plus difficile pour le gouvernement fédéral de respecter ses engagements en regard du prix à la frontière de l'Alberta tout en maintenant un rapport de 65 % entre les prix de détail du gaz et du pétrole. Une nouvelle entente fut conclue en juin 1983, stipulant que l'augmentation périodique du prix à la frontière de l'Alberta (8,83 $/mille m^3 à tous les six mois), prévue dans l'entente de 1981, serait rajustée si le gouvernement fédéral se trouvait dans l'impossibilité de préserver le rapport de 65 % entre le prix du gaz et celui du pétrole, après avoir supprimé la TGNLGN. Le PSC demeurait en vigueur mais, simultanément, un plafond était imposé aux tarifs de transport entre l'Alberta et Toronto. Le gouvernement fédéral subventionnerait toute hausse excessive des coûts de transport et se trouverait donc à sabrer dans le PSC plutôt que dans le prix à la frontière de l'Alberta. En vertu du nouvel accord, la formule de prix à la frontière de l'Alberta se rapprochait davantage du concept de rentrées nettes que ce n'était le cas dans le cadre de l'entente de septembre 1981.

En février 1984, conformément à la nouvelle entente, le prix du gaz livré à Toronto a été établi à 143,68 $/mille m^3, la TGNLGN a été ramenée à zéro et, pour la première fois, les coûts de transport entre l'Alberta et l'Est ont dû être suventionnés mais seulement à raison de quelque 34 cents/mille m^3.

F Les efforts de l'État en vue de développer le marché intérieur du gaz naturel

Une des mesures que le gouvernement fédéral a jugée essentielle à la politique de commercialisation énoncée dans le Programme énergétique national était d'établir un seul prix pour le gaz livré dans l'Est du Canada. Dans tous les principaux centres de la région de l'Est, le prix du gaz devait être identique au prix du gaz livré à Toronto, lui-même fixé au niveau avantageux de 65 % du prix du pétrole depuis 1981. Le gouvernement a voulu ainsi favoriser l'expansion du marché du gaz.

Au chapitre du transport, le gouvernement fédéral a annoncé dans le PEN qu'il était disposé à affecter la somme de 500 millions de dollars pour la construction d'un gazoduc jusqu'à l'île Vancouver et le prolongement du gazoduc TransQuébec et Maritimes (TQ&M) de Québec à Halifax. Le projet de l'île Vancouver a depuis été reporté, et ce n'est que récemment que le gouvernement de cette province annonçait qu'il approuvait le projet soumis par B.C. Hydro de préférence à une proposition rivale de Westcoast Transmission; le rôle que le gouvernement fédéral jouera éventuellement dans ce projet n'a pas encore été précisé. Quant au gazoduc TQ&M, la Mise à jour du PEN prévoyait que le projet de prolongement jusqu'à Halifax dépendrait d'une évaluation plus poussée des réserves de gaz de l'île de Sable, qui pourraient constituer une source éventuelle d'approvisionnement en gaz pour les provinces de l'Atlantique. Pour le moment, on ignore le sort qui sera réservé tant au projet de gazoduc vers Halifax qu'au projet de l'île de Sable.

La politique du gouvernement fédéral dans le cas des canalisations latérales a connu des développements plus concrets. En mai 1982, suite aux délais survenus dans le projet de gazoduc TQ&M et celui de l'île Vancouver, le gouvernement fédéral annonçait que le fonds prévu de 500 millions de dollars servirait à construire des canalisations latérales dans la province de Québec. La responsabilité de la construction des embranchements fut alors transférée de TQ&M aux distributeurs régionaux, atténuant ainsi les pressions à la hausse sur les tarifs de transport d'ouest en est, qui tiennent compte de l'ensemble des investissements assumés par TQ&M. Comme les distributeurs régionaux relèvent des autorités provinciales, la décision fut prise de concert avec le gouvernement du Québec qui, en retour, acceptait de supprimer sa taxe de 9 % sur les ventes de gaz naturel.

D'autres programmes furent mis en œuvre pour aider les services de distribution du gaz à étendre leur réseau d'approvisionnement et à trouver de nouveaux

Tableau F-1

Dépenses du gouvernement fédéral pour l'expansion du marché du gaz naturel et versements de l'Alberta au titre des PIEM, 1982-1985

En millions de dollars

	1982-1983	1983-1984 (prévisions)	1984-1985 (estimations)
Programme de canalisations secondaires de gaz naturel	4,8	110,0	235,0
Programme d'expansion des réseaux de distribution	34,8	59,9	60,0
Programme d'aide à la commercialisation du gaz	4,8	23,0	27,0
Programme d'aide à la conversion industrielle	–	3,6	6,8
Programme de contributions pour les postes de ravitaillement en gaz naturel comprimé	–	0,4	3,1
Programme d'aide pour les véhicules au gaz naturel	0,3	0,6	5,9
Dépenses fédérales totales	44,7	197,5	337,8
Paiements d'incitation à l'expansion des marchés versés par l'Alberta au gouvernement fédéral	28,6	11,8	26,3

SOURCE Données fournies au Conseil du Trésor par le ministère de l'Énergie, des mines et des ressources.

débouchés. Le gouvernement de l'Alberta et les producteurs de gaz acceptèrent de participer à ces programmes par le biais des paiements d'incitation à l'expansion des marchés (PIEM). Ces paiements, représentant 30 % des revenus des ventes additionnelles de gaz dans l'Est du Canada, devaient être versés entre 1981 et 1987. En 1982, les paiements à ce titre s'élevaient à près de 30 millions de dollars (tableau F-1).

Les PIEM ont servi au financement du Programme d'expansion des réseaux de distribution (PERD), du Programme d'aide à la commercialisation du gaz (PACG) et du Programme d'aide à la conversion industrielle (PACI). Le PERD est un programme axé sur l'expansion du réseau d'approvisionnement des services de distribution; en 1982-1983, son budget atteignait 60 millions de dollars. Le PACG vise à aider les services de distribution à faire la promotion du gaz naturel sur de nouveaux marchés; son budget se situe entre 20 et 30 millions de dollars par année. Enfin, le PACI est un programme destiné à rembourser aux entreprises industrielles une somme correspondant à 50 % du coût de la conversion du pétrole au gaz (utilisé comme combustible); son budget s'élève à moins de 10 millions de dollars par année.

Il existe également deux programmes dont l'objectif est de promouvoir l'utilisation du gaz naturel comprimé comme carburant dans les véhicules. Le Programme de contributions pour les postes de ravitaillement en gaz naturel comprimé et le Programme d'aide pour les véhicules au gaz naturel offrent des subventions pour l'établissement de stations distributrices et la conversion des véhicules, respectivement. Ces deux programmes coûteront au Trésor fédéral environ 10 millions de dollars en 1984-1985.

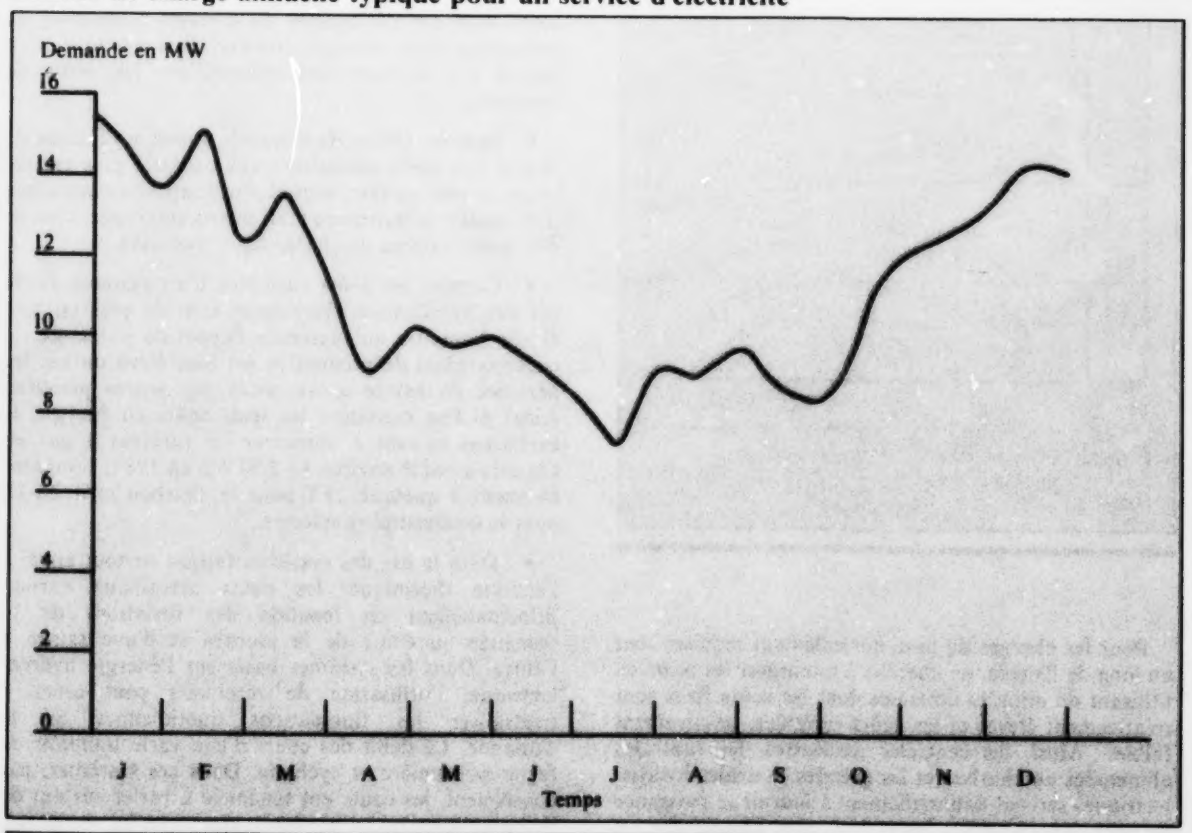
Enfin, on peut mentionner le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP) qui sert à verser des subventions aux ménages et aux entreprises qui décident de remplacer leur système de chauffage au mazout par une installation fonctionnant au gaz, à l'électricité, au bois ou au propane.

G Incidence des caractéristiques de la demande sur les coûts de production de l'électricité

Le graphique G-1 illustre une courbe de charge annuelle caractéristique pour une entreprise d'électricité. Cette courbe montre l'évolution de la demande d'électricité en mégawatts (MW) au cours d'une année. La surface comprise sous cette courbe correspond à la quantité totale d'énergie consommée durant l'année, mesurée en mégawatts-heure (MWh). Pour déterminer comment on pourra répondre le plus efficacement possible à la demande (variable) des consommateurs, les planificateurs classent les quelque 8 760 heures comprises dans une année par ordre décroissant d'intensité de la demande. Ils obtiennent ainsi une courbe de puissance annuelle qui permet de voir clairement le nombre de périodes de pointe et de périodes creuses (graphique G-2). Le facteur de charge annuel est défini comme étant le rapport entre la demande horaire moyenne annuelle et la demande horaire de pointe. Moins le facteur de charge est élevé, plus la courbe de puissance annuelle est accentuée. Le facteur de charge annuel caractéristique d'une grande entreprise d'électricité au Canada se situe entre 0,55 et 0,70, ce qui signifie que la demande horaire de pointe est de 43 à 80 % supérieure à la moyenne annuelle.

Graphique G-1

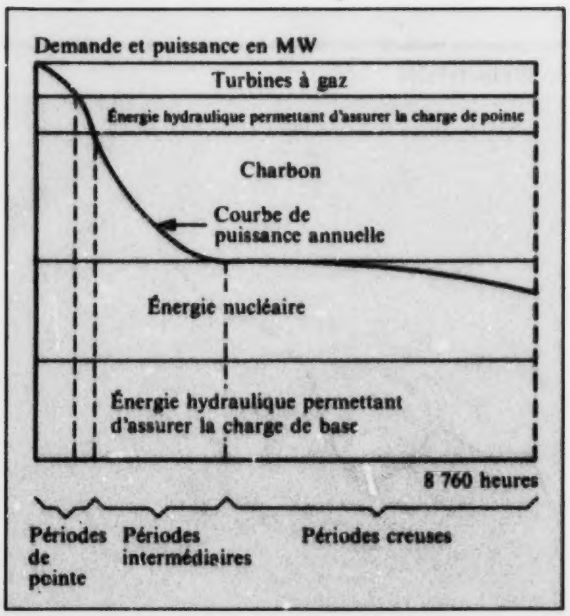
Courbe de charge annuelle typique pour un service d'électricité



Les différences de coût expliquent pourquoi on a recours à diverses techniques de production pour répondre aux niveaux de demande associés à une courbe de puissance annuelle donnée. Les coûts de production sont déterminés, d'une part, par les coûts fixes, qui sont surtout liés à la capacité installée, et, d'autre part, par les coûts variables qui sont pour la plupart liés aux activités de production. Les diverses techniques de production se distinguent notamment par les différences qu'ils affichent au niveau des coûts fixes et des coûts variables. Elles révèlent également des différences importantes au niveau des frais de démarrage et de fermeture, qui influent directement sur le coût associé à une variation subite du niveau de production.

Graphique G-2

Courbe de puissance annuelle typique et minimisation des coûts de production



Pour les charges de base normalement requises tout au long de l'année, on cherche à minimiser les coûts en utilisant de grandes centrales dont les coûts fixes sont relativement élevés et les coûts variables, relativement faibles. Ainsi, les centrales nucléaires, les centrales alimentées au charbon et les grandes centrales hydroélectriques servent habituellement à fournir la puissance de base. En revanche, les installations comportant un coût en capital et des frais de démarrage relativement faibles, mais dont les coûts variables sont plutôt élevés, sont utilisées pour répondre à la demande de pointe, qui ne survient que durant quelques heures au cours de l'année. Les turbines à gaz, qui consomment un combustible fossile coûteux, sont ainsi utilisées pour fournir le surplus de puissance nécessaire durant les périodes de pointe. Enfin, les techniques de production dont le coût en capital et les frais de démarrage et d'exploitation se situent autour de la moyenne, par exemple les centrales alimentées au charbon ou au pétrole, servent à satisfaire les niveaux de demande intermédiaires.

Dans un système faisant appel à l'énergie hydraulique, les centrales dont le potentiel repose sur des débits saisonniers, des réservoirs ou des installations de pompage servent à assurer les niveaux de demande intermédiaires ou de pointe. Par rapport aux gros barrages hydroélectriques, ces installations comportent un coût en capital plus modeste et leurs coûts variables sont très peu élevés; toutefois, elles ne peuvent servir que durant de courtes périodes, suivant le débit de l'eau ou le volume du réservoir.

Ayant à l'esprit le principe de la minimisation des coûts basé sur l'utilisation de diverses techniques de production, nous pouvons tirer certaines conclusions en regard des facteurs qui influent sur les coûts de production :

- Pour un niveau de demande donné, un facteur de charge peu élevé nécessitera une capacité plus grande et entraînera un taux moyen d'utilisation moindre que si la courbe de puissance était moins accentuée, c'est-à-dire que le facteur de charge était plus élevé.

- Comme les coûts variables d'un système fondé sur des installations thermiques sont de plus en plus élevés à mesure qu'augmente l'appel de puissance, le coût marginal de production est plus élevé durant les périodes de pointe qu'au cours des autres périodes. Ainsi, si l'on considère les seuls coûts en énergie, le carburant servant à alimenter les turbines à gaz en Ontario a coûté environ 61 $/MWh en 1981, comparativement à quelque 23 $ pour le charbon et à 2,90 $ pour le combustible nucléaire.

- Dans le cas des systèmes faisant surtout appel à l'énergie thermique, les coûts marginaux varient principalement en fonction des variations de la demande au cours de la journée et d'une saison à l'autre. Dans les systèmes basés sur l'énergie hydroélectrique, l'utilisation de réservoirs peut aider à neutraliser les fluctuations quotidiennes de la demande. Le débit des cours d'eau varie toutefois de façon saisonnière et cyclique. Dans ces systèmes, par conséquent, les coûts ont tendance à varier surtout de façon saisonnière et cyclique, alors que les variations

quotidiennes au niveau des coûts seront moins marquées que dans le cas des systèmes thermiques.

En tenant compte des exigences au niveau de l'entretien et des variations saisonnières du débit des cours d'eau – et en prévoyant les rajustements de capacité à plus long terme –, il sera possible, dans une certaine mesure, de réduire les coûts de production en déplaçant la demande vers les périodes creuses.

H Le recours aux tarifs d'électricité différenciés selon le moment d'utilisation en Europe et aux États-Unis

Les entreprises d'électricité européennes[1]

L'Électricité de France a été la première entreprise d'utilité publique européenne à offrir des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation. En vertu de son « tarif vert » adopté en 1958, elle offrait à titre facultatif ce mode de tarification aux abonnés qui avaient besoin d'électricité à haute tension. Quelques années plus tard, le tarif différencié était appliqué à tous les utilisateurs de courant à haute tension. Au fil des années, beaucoup de compagnies d'électricité européennes ont imposé ou offert à diverses catégories d'abonnés la tarification différenciée selon le moment d'utilisation. Dans certains cas, les abonnés peuvent se voir offrir plus d'une structure tarifaire. Certaines sociétés perçoivent auprès de leurs abonnés du secteur résidentiel une taxe de consommation basée sur la capacité du fusible ou du coupe-circuit principal. Il convient de souligner que les taux différenciés selon la saison d'utilisation ne nécessitent aucune modification aux compteurs des abonnés des secteurs résidentiel et commercial qui ne paient que pour l'énergie consommée.

Le tableau H-1 présente certaines des caractéristiques des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation, tels qu'appliqués dans six pays européens au cours de la deuxième moitié des années 70. Les diverses structures tarifaires traduisent dans une large mesure les variations de coût enregistrées par les entreprises d'utilité publique du fait qu'elles exploitent à la fois des centrales hydrauliques et des centrales thermiques.

Tableau H-1

Structure de certains tarifs haute tension en vigueur dans six pays européens, 1975-1977

	Variation des tarifs			
	Saisonnière		Horaire	
	Demande de pointe	Énergie	Demande de pointe	Énergie
Royaume-Uni				
- Southeastern Electricity Board (1976)	x			x
Finlande				
- Centrale électrique d'Helsinki (1977)	x			x
France				
- Électricité de France (1976)	x	x	x	x
Norvège				
- Office des ressources hydrauliques et de l'électricité (1975)		x		
Suède				
- Commission de l'énergie (1976)		x		
- Centrale électrique de Stockholm (1975)				x
Allemagne fédérale				
- Service public de Westphalie (au milieu des années 70)[1]		x		x

1 Structure tarifaire applicable aux abonnés consommant de grandes quantités d'électricité de moyenne tension.

Outre les taux différenciés, les compagnies européennes recourent à d'autres méthodes de gestion de la charge pour réduire davantage les coûts et prévenir les pénuries. Elles font appel à diverses techniques, selon la nature des variations de coût dans le temps et la mesure dans laquelle les abonnés sont disposés à laisser le fournisseur contrôler leur consommation d'électricité. Les contrats de vente interruptibles peuvent, par exemple, permettre à l'entreprise d'utilité publique d'interrompre la demande pendant plusieurs heures de la journée, dans les réseaux basés sur l'énergie thermique, ou pendant de plus longues périodes, en saison, dans les réseaux comportant surtout des installations hydroélectriques. Ces méthodes sont intéressantes car elles permettent aux compagnies d'électricité de réduire considérablement la demande en ne faisant appel qu'à un petit nombre de clients. Les contrats de vente interruptibles sont particulièrement utiles pour contrôler les pointes de demande imprévisibles, comme lorsque les conditions météorologiques sont défavorables.

Lorsque les coûts diffèrent sensiblement selon le moment de la journée, les fournisseurs peuvent inciter les abonnés à utiliser des appareils ou des systèmes hybrides, permettant ainsi d'exercer un certain contrôle sur la puissance demandée. Les entreprises de service public peuvent, par exemple, contrôler elles-mêmes l'alimentation des radiateurs et des chauffe-eau à l'aide de divers dispositifs de commande à distance ou de minuteries installées en permanence. En appliquant ces techniques aux appareils de stockage et en faisant appel à d'autres sources d'énergie, il est possible de réduire temporairement la demande de pointe et soulager momentanément certaines lignes du réseau de distribution sans que cela n'ait de conséquences fâcheuses pour les abonnés.

À moins que la clientèle ne soit disposée à laisser l'entreprise d'électricité contrôler entièrement leur consommation, il faudra vraisemblablement recourir à des stimulants d'ordre financier pour susciter un certain intérêt à l'égard de ces méthodes de régulation de la charge.

Les entreprises d'électricité aux États-Unis[2]

Au cours des années 70, les commissions de services publics des États de la Californie, du Michigan, de New York et du Wisconsin ont ordonné l'application de tarifs différenciés selon le moment d'utilisation aux plus gros clients des secteurs industriel et commercial, ainsi que l'installation de compteurs conçus en fonction de ce nouveau mode de tarification dans le cas des autres abonnés de ces secteurs. En 1974, on entreprenait la rédaction d'un rapport exhaustif sur l'établissement des taux et la régulation de la charge (les deux questions faisant partie intégrante de ce que l'on appelle la gestion de la charge). Ce rapport, qui allait finalement réunir les résultats de plus d'une centaine d'études distinctes, était préparé à la demande de la National Association of Regulatory Utility Commissioners, et il était parrainé par un certain nombre d'organismes importants s'intéressant aux questions touchant l'électricité. En 1977, 22 commissions de services d'utilité publique dans divers États avaient soit déjà tenu des audiences publiques sur la question de la tarification, soit ordonné à des compagnies d'électricité de soumettre des barèmes de tarification horaire ou encore avaient reçu des propositions à cet effet.

En vertu du Public Utility Regulatory Policies Act adopté par le Congrès américain en 1978, les organismes de réglementation et les services d'utilité publique des États ont l'obligation de s'assurer que les méthodes de tarification en vigueur et les normes de réglementation sont compatibles avec les principes d'économie, d'efficience et d'équité. Cette Loi interdit aux producteurs d'électricité de fixer leurs tarifs de manière à exercer une discrimination à l'endroit des coproducteurs admissibles ou des petits producteurs. Selon les règlements adoptés par la Federal Energy Regulatory Commission en application de cette Loi et certaines décisions rendues ultérieurement par les tribunaux, ces tarifs doivent correspondre aux sommes économisées par l'entreprise d'électricité, c'est-à-dire au montant des coûts additionnels que l'entreprise aurait autrement dû assumer. Ces développements ont favorisé l'entrée sur le marché d'un plus grand nombre de coproducteurs et ont entraîné la construction de plusieurs petites centrales hydroélectriques au cours des dernières années.

À la fin de 1981, nombre de compagnies d'électricité aux États-Unis offraient ou imposaient à certaines catégories d'abonnés des tarifs différenciés selon le moment d'utilisation, ou avaient mis à l'essai diverses formules de tarification différenciée. Un grand nombre d'études ont été entreprises pour évaluer la réaction de la clientèle aux tarifs différenciés selon le moment d'utilisation; les résultats disponibles indiquent que ce mode de tarification permettrait de susciter des changements souhaitables dans les habitudes de consommation. Diverses méthodes de régulation de la charge sont présentement à l'étude ou employées à titre expérimental ou sur une base permanente. On estime qu'à la fin de 1983, environ 1,2 million de dispositifs de contrôle de la charge auront été mis en place, dont certains peuvent être commandés à distance par les compagnies d'électricité. Il est prévu que d'ici 1992, des instruments de gestion de la charge permettront de contrôler le niveau de la demande de quelque 7 millions d'abonnés et que, dans certains cas, la régulation de la charge sera combinée à un régime de tarification horaire.

I Le choix des périodes de tarification

Le premier facteur à considérer dans le choix des périodes de tarification est la mesure dans laquelle les cours varient eu égard aux divers éléments de l'offre et de la demande (y compris les exigences au niveau de l'entretien). Comme les tarifs doivent être fixés à l'avance, le choix des périodes de tarification doit reposer sur la probabilité que les coûts vont varier entre différents blocs horaires, en fonction de ces facteurs. Les considérations climatiques joueront normalement un rôle important à cet égard, étant donné qu'elles déterminent dans une large mesure les périodes de pointe primaires et secondaires. En revanche, les conditions atmosphériques durant une saison donnée ont un caractère plus imprévisible et ne devraient normalement pas être considérées comme un facteur majeur dans un modèle de tarification différenciée selon le moment d'utilisation. D'autres méthodes de gestion de la charge, comme les contrats de vente interruptibles, sont plus appropriées pour tenter de contrôler les pointes de demande liées aux conditions météorologiques.

Un autre élément à retenir est que les périodes de tarification choisies doivent être simples et faciles à comprendre pour les abonnés. Si ces périodes sont nombreuses et peu uniformes, il est improbable que les clients pourront s'adapter au système de façon rationnelle. La structure des périodes de tarification doit également tenir compte des coûts afférents aux compteurs et à l'administration du régime.

Enfin, le choix des périodes de tarification doit aussi être dicté par les considérations relatives au transfert de la charge et les coûts qui en découlent pour le réseau. Si, par exemple, une période de pointe ne couvre qu'un court laps de temps, les abonnés pourraient fort bien avancer ou retarder quelque peu leur demande, ce qui n'aurait alors que peu d'effet sur l'appel de puissance. Si, par contre, la période de pointe est trop longue, les abonnés pourraient être peu enclins à réduire leur demande au cours de cette période. La moyenne des coûts répartis sur une longue période de pointe tendra à masquer les coûts très élevés des heures de pointe véritables. Les longues périodes de pointe peuvent également donner lieu à de brusques poussées de l'appel de puissance, reflétant une baisse de la demande sauf dans le cas de conditions météorologiques exceptionnelles.

Compte tenu de ces facteurs, il pourrait s'avérer souhaitable de fixer des périodes de tarification différentes pour diverses catégories d'abonnés.

J Les problèmes liés à la tarification de l'électricité en fonction du coût marginal

Selon la théorie économique, le critère d'efficience exige que les prix soient basés sur les coûts marginaux à court terme, c'est-à-dire les coûts qui doivent être assumés lorsque la capacité de production ne peut être rajustée. Toutefois, les modalités d'application du concept de coût marginal à la tarification de l'électricité varient suivant les hypothèses avancées et les facteurs pris en considération.

Dans l'hypothèse où l'offre et la demande sont parfaitement prévisibles et où le réseau opère au moindre coût, la théorie économique nous dit que, durant les périodes creuses, le prix devrait être égal au coût marginal d'exploitation (ou au coût d'opportunité dans le cas de la production hydroélectrique) de l'unité la plus coûteuse parmi celles qui sont en opération en vue de répondre à la demande. Ce principe s'écarte de la théorie selon laquelle le prix est établi en fonction du coût moyen, c'est-à-dire de manière à refléter la moyenne pondérée des coûts associés à tous les combustibles utilisés. Sous certaines conditions, aucun frais ne serait prélevé durant les périodes creuses en regard de la capacité de production car aucune puissance additionnelle ne serait requise pour répondre à de légères augmentations de la demande[1]. Durant les périodes de pointe, toutefois, l'augmentation de la demande nécessite habituellement un accroissement de la puissance, de telle sorte que le coût marginal pendant ces périodes devrait correspondre à la somme du coût marginal d'exploitation et du coût marginal lié à la capacité pour l'unité la moins coûteuse utilisée.

Malgré ce que dit la théorie, le coût marginal à long terme a généralement été retenu de préférence au coût marginal à court terme pour servir de base à la tarification de l'électricité. En situation d'équilibre – ce qui suppose que les prévisions sont exactes –, le coût marginal à long terme est égal au coût marginal à court terme, de sorte qu'il n'y a pas contradiction[2]. L'utilisation du coût marginal à long terme se justifie par le fait que le coût marginal à court terme peut être plus sensible à l'évolution de la conjoncture. Par conséquent, l'emploi de ce dernier ne permettrait pas de stabiliser les tarifs – un des objectifs visés – et de fournir aux abonnés les renseignements susceptibles de les éclairer au moment d'effectuer des investissements qui ont un rapport avec leur consommation d'électricité. De plus, il est nécessaire de pouvoir communiquer efficacement les variations de prix aux utilisateurs. Sauf dans le cas de certains clients importants, il est généralement peu pratique d'employer le coût marginal à court terme – plus volatile – comme base de tarification en raison des déboursés additionnels qu'entraîne l'acquisition de compteurs plus complexes et des frais plus élevés qui en découlent au chapitre de l'administration et de la réglementation du régime.

On ne peut s'attendre à ce qu'un réseau d'électricité demeure longtemps en situation d'équilibre, en supposant que cet objectif puisse être atteint. Tant qu'il n'est pas trop loin de son point d'équilibre, il n'y a pas de divergence majeure entre le coût marginal à court terme et le coût marginal à long terme. Un problème survient, toutefois, lorsqu'il y a un écart important entre coûts marginal à court terme et à long terme, par exemple suite à des changements notables dans les prix relatifs ou à l'apparition d'un surplus de capacité appréciable causé par des erreurs de prévision. Lorsque le coût marginal à court terme dépasse le coût marginal à long terme (comme dans le cas des centrales alimentées au pétrole), le fait d'établir les prix en fonction de ce dernier entraîne, à court terme, une consommation excessive de combustible coûteux. À l'inverse, lorsqu'il y a capacité excédentaire (au niveau des installations hydroélectriques, par exemple), l'établissement des prix en fonction du coût marginal à long terme se traduit par une sous-utilisation de l'énergie hydroélectrique, qui ne peut pas être réutilisée et dont le coût marginal est négligeable.

Il n'y a pas de solution idéale pour faire évoluer les prix d'une situation de déséquilibre vers un nouvel équilibre à long terme. Le mieux que l'on puisse faire est peut-être de cesser l'exploitation des centrales susceptibles de tomber en désuétude et d'offrir des contrats de vente d'énergie à rabais, à la condition de bien faire comprendre aux utilisateurs que les réductions de prix ne sont que temporaires.

Deux facteurs, en particulier, ont suscité une certaine confusion du fait qu'ils peuvent mener à des résultats théoriques et empiriques différents en ce qui a trait aux coûts marginaux. Le premier concerne le degré d'optimalité du réseau, alors que le deuxième est relié à la nature des variations hypothétiques de la demande. Dans le premier cas, certaines des méthodes qui ont été proposées consistent à estimer le coût marginal à long terme d'un réseau en calculant la variation dans les coûts qui découlerait d'une accélération ou d'un ralentissement de la mise en œuvre du

plan d'expansion du réseau en réponse à un changement hypothétique de la demande. Cette méthode repose évidemment sur le postulat que le coût marginal ainsi calculé correspond au coût marginal véritable du réseau[3]. Si le réseau est manifestement en situation de déséquilibre, les résultats de ces calculs différeront du coût marginal véritable à court terme et du coût marginal à long terme estimé à partir de l'hypothèse que le réseau est optimal[4].

Le deuxième facteur – la nature exacte de la variation de la demande qui est en cause – a été particulièrement bien mis en relief dans un écrit sur le sujet : il y a autant de coûts marginaux que d'hypothèses possibles sur la nature de l'accroissement de la charge[5]. Ainsi, la méthode « du coût marginal à long terme » consiste à estimer le coût marginal à long terme à partir de projections ou d'hypothèses portant sur la progression d'ensemble de la courbe de puissance annuelle. Cette méthode permet d'obtenir un coût marginal moyen pondéré en regard des variations de la demande pour toutes les heures de l'année. Le coût marginal estimé en regard de la variation de la demande pour une heure ou une portion de la courbe de puissance annuelle variera donc selon la période retenue.

Lorsque le caractère aléatoire des facteurs qui influent sur l'offre et la demande – les conditions météorologiques, les pannes et l'hydraulicité – ainsi que les exigences au niveau de l'entretien sont pris en compte, la règle de la tarification au coût marginal est alors généralisée. En l'occurrence, cette règle est à l'effet que les prix doivent être équivalents à la somme du coût marginal d'exploitation prévu et des coûts marginaux de pénurie prévus. En situation d'équilibre, on devrait accroître la capacité au moment où les coûts marginaux liés à la capacité égalent les coûts marginaux de pénurie, ce qui est le critère d'investissement optimal. Dans une perspective probabiliste, les coûts liés à la capacité devraient être partagés entre les utilisateurs hors-pointe et les utilisateurs de pointe puisque le risque de pénurie se pose pendant beaucoup d'heures au cours de l'année. La règle en vertu de laquelle le coût marginal de capacité devrait égaler le coût marginal de pénurie fournit un mécanisme conceptuel pour répartir les coûts liés à la capacité sur l'ensemble de la courbe de puissance selon la probabilité qu'il y ait pénurie.

Le problème du déplacement des périodes de pointe, auquel peut donner lieu une tarification différenciée en fonction du coût marginal selon le moment d'utilisation, vient compliquer la tâche de répartir des coûts en capital, mais il n'en est pas moins important pour autant. Les coûts marginaux devront donc tenir compte des variations de la demande qui seront suscitées par le mode de tarification. Toutefois, il n'existe pas d'estimations fiables des élasticités-prix de la demande – pendant une période de tarification donnée ou entre les périodes – qui seraient nécessaires pour voir comment les habitudes de consommation sont susceptibles de changer.

Pour un ensemble donné de périodes de tarification et de coûts marginaux, le niveau prévisible des recettes ne sera pas nécessairement suffisant pour combler les besoins à ce titre. En règle générale, les coûts marginaux devront donc faire l'objet de rajustements. La tarification en fonction de critères économiques requiert des estimations de l'élasticité qui peuvent ne pas être disponibles; quoi qu'il en soit, les rajustements effectués sur de telles bases peuvent être considérés comme injustes par certains. Une façon d'atténuer ces difficultés est d'aligner les besoins de recettes par catégorie d'abonnés en fonction d'un modèle de répartition des coûts comptables, bien qu'une telle méthode n'ait aucun fondement économique. En outre, une analyse des coûts marginaux pourrait indiquer qu'il y aurait lieu de modifier la classification actuelle des abonnés[6].

K Les avantages et les inconvénients des échanges d'électricité

Bien que les avantages et les inconvénients des échanges d'électricité, tels que nous les considérons ci-après, fassent intervenir des éléments distincts, ils sont souvent étroitement liés[1].

Les avantages

Fiabilité et partage des réserves — En partageant leur capacité de production, les entreprises d'utilité publique peuvent réduire leur marge de réserve ou accroître le degré de fiabilité de leur réseau, car la probabilité que deux ou plusieurs centrales soient hors d'état de fonctionner au même moment est moindre que la somme des probabilités individuelles à cet égard.

Diversité de la charge — Lorsque deux réseaux enregistrent des demandes de pointe au cours de saisons différentes, l'exploitation simultanée des réseaux exige une capacité globale moins grande, pour un seuil de fiabilité donné, que si les deux réseaux étaient exploités séparément.

Ventes des surplus d'énergie — L'énergie qui n'est pas requise au moment où elle est disponible peut servir à réduire les coûts dans d'autres réseaux. Cela est souvent le cas des réseaux dont la production repose sur des sources d'énergie naturelles. Ainsi, les centrales hydroélectriques au fil de l'eau peuvent disposer d'un surplus d'énergie suivant les saisons, alors que les grandes centrales alimentées par des réservoirs peuvent bénéficier de conditions particulièrement favorables à certaines époques. D'autres possibilités pourraient éventuellement s'offrir du côté de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne, ainsi que des centrales marémotrices.

Échanges permettant de réaliser des économies — Des économies peuvent être réalisées lorsque la production additionnelle d'énergie dans un réseau est moins coûteuse que dans un autre. Durant l'été, par exemple, une compagnie d'électricité américaine pourrait devoir exploiter ses centrales les plus coûteuses lorsque la demande atteint presque son seuil maximal, alors que certaines installations canadiennes à moindre coût seraient inactives (compte tenu des besoins d'entretien) en raison du fait que la demande est de beaucoup inférieure à son niveau de pointe. La situation inverse se produirait en hiver. De tels échanges se font souvent sur une base quotidienne ou même horaire si les coûts d'exploitation des services d'électricité varient sensiblement selon les unités de production qu'ils doivent mettre en service. Les pertes de réseau doivent être prises en compte au moment de déterminer les économies qui peuvent être réalisées.

Économies d'échelle dans les centrales — Il se peut qu'un producteur ne soit pas en mesure de réaliser les économies de coûts associées à des centrales de plus grande taille parce qu'il ne peut absorber toute la production ou que, considérant la taille de son réseau, le coût de la capacité de réserve est prohibitif. Les services d'électricité peuvent planifier conjointement l'extension de leurs réseaux de façon à réaliser des économies d'échelle, par exemple en devançant la construction de certaines centrales et en vendant la production excédentaire à l'extérieur par le biais de contrats à long terme; ces contrats peuvent prévoir une diminution progressive de la quantité d'électricité fournie pour tenir compte de l'accroissement de la demande sur le marché.

Coordination des calendriers d'exploitation — En coordonnant leurs calendriers d'entretien, les producteurs d'électricité peuvent faire en sorte que les centrales les moins coûteuses fonctionnent le plus longtemps possible.

Recours à des technologies complémentaires — Les techniques de production axées sur l'énergie thermique et hydroélectrique peuvent se compléter de diverses façons. Les années où le niveau de l'eau est élevé, les centrales hydroélectriques peuvent remplacer les centrales thermiques, plus coûteuses à opérer; par contre, lorsque le niveau de l'eau est bas, les centrales hydroélectriques peuvent servir à satisfaire la demande de pointe alors que les centrales thermiques fournissent la charge de base. Une autre possibilité est de recourir à des réservoirs d'accumulation par pompage qui peuvent être alimentés par des centrales thermiques peu coûteuses pendant les périodes creuses; les installations hydroélectriques pourront par la suite prendre la relève de ces centrales pendant les périodes de pointe.

Réduction de la dépendance à l'égard du pétrole — L'accroissement des échanges peut contribuer à réduire la quantité de pétrole employée dans la production d'électricité. L'Île-du-Prince-Édouard achète maintenant la majeure partie de son électricité au Nouveau-Brunswick en remplacement des centrales alimentées au pétrole. Une bonne partie des exportations d'électricité à destination des États du nord-est des États-Unis ont servi à réduire la dépendance à l'égard des centrales fonctionnant au pétrole.

Transferts d'énergie — Afin d'épargner des frais de transport, une compagnie d'électricité peut faire appel à un autre fournisseur pour desservir une partie de sa clientèle. Par exemple, la B.C. Hydro transfère de l'électricité au réseau Columbia Valley-East Kootenay, situé dans le sud-est de la province, en passant par les États-Unis pour ne pas avoir à ériger des lignes de transport à travers les Rocheuses.

Divers types de transactions sont associés aux différents avantages qu'offrent les échanges d'électricité. Par exemple, les ventes d'énergie fermes exigent que l'on s'engage à fournir une certaine quantité d'électricité selon un calendrier de livraison préétabli, habituellement pour une période assez longue, à moins que l'approvisionnement de la clientèle du réseau fournisseur ne soit menacé. Par contre, les contrats de vente d'énergie interruptible permettent d'interrompre l'approvisionnement dans un délai relativement court. Les contrats de vente d'énergie à court terme s'apparentent aux contrats d'énergie fermes mais portent sur des périodes relativement courtes. Les ventes d'urgence sont conclues sur une base quotidienne ou horaire afin de pallier une insuffisance temporaire de puissance. La définition des divers types de transactions n'a pas encore été normalisée en Amérique du Nord et peut donc varier selon les ententes conclues.

Les inconvénients

Pertes de réseau — Les pertes de réseau augmentent avec la distance, ce qui nécessite une capacité accrue et une consommation plus grande de combustible dans le cas des centrales thermiques.

Transferts de puissance — Le nombre plus élevé d'interconnexions entre le Canada et les États-Unis pourrait accroître les transferts de puissance dans les différents réseaux. De tels transferts se produisent à l'heure actuelle dans les régions des lacs Érié et Ontario; ils peuvent limiter les possibilités d'échange et accroître les pertes de transport dans certains cas, bien que les pertes de l'ensemble des réseaux devraient diminuer.

Amélioration des lignes de transport — Outre la construction de nouvelles lignes pour permettre des échanges additionnels, l'accroissement des exportations obligera à améliorer la capacité de transport du réseau existant; ces projets pourraient entraîner des dépenses appréciables.

Sécurité du réseau — L'accroissement du nombre d'interconnexions augmente les risques de panne en cascade; il faut donc mettre en place un dispositif de protection adéquat à mesure que le réseau devient plus complexe. En règle générale, plus il y a d'interconnexions, plus il y a risque qu'une panne s'étende à une zone beaucoup plus vaste.

Autonomie — La coordination plus étroite entre les réseaux signifie que chaque réseau d'électricité sacrifie quelque peu de son autonomie en matière de planification et d'exploitation. S'il survenait des événements malencontreux ou s'il se produisait des erreurs de planification ou d'exploitation à l'intérieur d'un réseau, la fiabilité des autres réseaux pourrait en souffrir.

L Simulations de politiques pour le pétrole et le gaz

De façon à fournir une mesure des effets sur l'économie d'une partie des changements en matière de politique énergétique que nous proposons au chapitre 8, nous avons préparé un ensemble de simulations à l'aide d'un modèle d'analyse macroéconomique du secteur de l'énergie – le modèle MACE, mis au point par le professeur J. F. Helliwell et son équipe de l'Université de la Colombie-Britannique[1]. Bien qu'il faille interpréter avec circonspection le détail des résultats de telles simulations, les tendances générales qui s'en dégagent nous apparaissent vraisemblables.

Les hypothèses

Les trois scénarios de référence

Nous avons d'abord mis au point un scénario de référence en supposant une *stabilité du prix mondial du pétrole* (scénario de référence A-1), c'est-à-dire une croissance du prix nominal qui suit le taux d'inflation aux États-Unis.

Puis, afin de tester la viabilité des politiques que nous proposons dans le contexte de changements de la conjoncture, nous avons élaboré deux autres scénarios de référence qui se fondent sur des variations des prix mondiaux du pétrole. Le scénario de la *hausse du prix mondial du pétrole* (scénario de référence A-2) prévoit que le prix (f.a.b. Golfe persique) augmentera à un taux annuel réel de 5 % entre 1985 et l'an 2000. Dans le scénario de la *baisse du prix mondial du pétrole* (scénario de référence A-3), on envisage une baisse réelle de 5 % par année au cours de la même période.

Dans chacun des cas, nous adoptons, comme point de départ, un prix de 29 $ É.-U. le baril (f.a.b. Golfe persique) en 1983. Les scénarios de référence supposent aussi le maintien des politiques actuelles en ce qui a trait à l'établissement des prix intérieurs du pétrole et du gaz naturel et à l'imposition des recettes pétrolières et gazières. Suivant cela, le prix du pétrole intérieur découvert avant le 31 mars 1974 est fixé a 75 % du prix de référence du nouveau pétrole (PRNP), tenant compte d'un prix minimum de 29,75 $ le baril. Nous supposons qu'aucun nouveau projet d'exploitation des sables bitumineux ou des ressources des régions éloignées ne sera réalisé au cours de la période étudiée.

Le prix du gaz naturel à Toronto est fixé à 65 % du prix intérieur moyen du pétrole jusqu'à la fin de 1984. En 1985 et 1986, les producteurs reçoivent une augmentation annuelle de 47 cents/GJ, et on permet au rapport des prix du gaz et du pétrole de s'accroître, une fois que la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz est ramenée à zéro. Les producteurs renoncent ensuite à toute augmentation de prix au point d'extraction tant que le rapport des prix du gaz et du pétrole ne retombe pas à 65 %. Le rapport des prix remonte au cours des années 90, reflétant ainsi la rareté croissante du gaz naturel. On suppose que les quantités d'exportation de gaz naturel permises, de même que les prix à l'exportation, sont à la baisse au cours de la période 1983-1987, compte tenu du ralentissement du marché américain.

On présume que les taux d'inflation et de croissance économique dans les autres pays de l'OCDE suivent les taux américains.

Dans les scénarios de référence A-2 et A-3, les variations de prix ont une incidence sur l'économie mondiale. Cela a des répercussions particulièrement importantes pour une économie, comme celle du Canada, qui est fortement tributaire du commerce extérieur. Nous avons donc élaboré un ensemble d'hypothèses exogènes qui touchent à l'effet des variations de prix sur le PNB américain, sur l'indice des prix du PNB américain, sur les taux d'intérêt aux États-Unis et sur l'indice des prix du produit intérieur des pays de l'OCDE.

Les simulations de changements de politiques

Notre analyse comporte aussi deux ensembles de simulations faites à partir d'hypothèses de changements de politiques. Une première simulation suit notre recommandation de déréglementation des prix du pétrole et de déréglementation graduelle des prix du gaz naturel. Nous simulons ensuite l'effet de l'adoption de ce que nous appelons, dans l'exposé qui suit, un *ensemble de politiques*. Cet ensemble comprend non seulement la déréglementation des prix du pétrole et du gaz mais aussi une modification de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG). La taxe, telle qu'envisagée ici, est imposée sur les recettes de production, après déduction des frais d'exploitation *et* de la totalité des dépenses d'investissement encourues pour l'exploration, la mise en valeur et l'exploitation de gisements de pétrole et de gaz[2].

La déréglementation des prix : le scénario 1

Ce scénario suppose qu'à partir de 1985, on laisse le prix du pétrole intérieur s'établir en fonction du prix mondial et qu'on amorce, du même coup, une déréglementation graduelle du prix du gaz. Nous posons

l'hypothèse que le rapport des prix du gaz et du pétrole s'établira à 60 % en 1985 et à 55 % entre 1986 et 1990. Le prix du gaz remonterait dans les années 90, par suite de l'épuisement partiel ou total du surplus de gaz. Le prix du gaz serait égal à 65 % du prix du pétrole en 1994 et continuerait à croître par la suite.

On modifie le prélèvement spécial de canadianisation en ne l'imposant que sur les produits pétroliers – non plus sur le gaz – et en le situant au niveau du prix de détail. On suppose un taux de prélèvement de 3 %.

L'ensemble de politiques : les scénarios 2, 3 et 4

Comme dans le cas du scénario 1, nous supposons ici que la déréglementation des prix aurait pour effet de réduire à 55 % le rapport des prix du gaz et du pétrole

Tableau L-1

Incidence sur divers indicateurs économiques de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995

Variations par rapport aux scénarios de référence

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
PNB (%)				
1985	0,18	0,20	0,08	0,33
1986	0,69	0,70	0,44	0,97
1985-1990 (moyenne)	0,47	0,53	0,42	0,91
1995	0,35	0,49	0,51	1,11
Investissements énergétiques réels (%)				
1985	0,25	0,58	0,72	0,44
1986	0,54	0,08	0,14	0,29
1985-1990 (moyenne)	0,38	0,60	0,16	0,19
1995	0,01	0,13	0,17	0,08
Investissements non énergétiques réels (%)				
1985	0,99	0,95	0,53	1,37
1986	2,73	2,71	1,81	3,59
1985-1990 (moyenne)	1,42	1,52	1,38	2,53
1995	0,88	1,02	0,98	2,82
Taux d'inflation (points de pourcentage)				
1985	0,58	0,41	0,10	0,74
1986	1,09	1,10	0,79	1,40
1985-1990 (moyenne)	0,17	0,16	0,17	0,34
1995	0,34	0,36	0,41	0,60
Taux de chômage (points de pourcentage)				
1985	0,08	0,08	0,05	0,11
1986	0,24	0,24	0,16	0,32
1985-1990 (moyenne)	0,04	0,07	0,08	0,14
1995	0,20	0,16	0,14	0,29
Indice des prix à la consommation d'énergie				
1985	2,94	2,49	1,19	3,78
1986	5,10	5,18	3,89	6,38
1985-1990 (moyenne)	1,15	1,11	1,07	2,16
1995	0,04	0,02	0,07	0,12
Balance au compte courant (milliards de dollars)				
1985	0,59	0,73	0,66	0,77
1986	1,05	1,18	1,02	1,30
1985-1990 (moyenne)	1,73	1,91	1,82	2,48
1995	4,77	5,25	5,56	7,33

Scénario 1 : déréglementation des prix du pétrole et du gaz au Canada dans le contexte de la stabilité du prix mondial du pétrole en termes réels; les résultats sont des écarts par rapport aux résultats du scénario A-1;
Scénario 2 : la TGNLGN reste à 0, le PSC est modifié et ne s'applique qu'à la vente du pétrole au détail; le prix mondial du pétrole ne change pas, en termes réels; les résultats sont des écarts par rapport aux résultats du scénario A-1;
Scénario 3 : application des mêmes mesures qu'au scénario 2, mais dans le contexte d'une hausse du prix mondial du pétrole de 5 % par année, en termes réels; les résultats sont des écarts par rapport aux résultats du scénario A-2;
Scénario 4 : application des mêmes mesures qu'au scénario 2, mais dans le contexte d'une baisse du prix mondial du pétrole de 5 %, en termes réels; les résultats sont des écarts par rapport aux résultats du scénario A-3.
SOURCE Conseil économique du Canada, modèle MACE, juillet 1984.

de 1986 à 1990. Le rapport s'élèverait par la suite et atteindrait 65 % en 1994. On maintient l'hypothèse de révision du prélèvement spécial de canadianisation énoncée ci-haut pour le scénario 1.

Le taux de base et le taux effectif de la TRPG et l'exemption pour les petits producteurs demeurent inchangés – seule l'assiette d'imposition est modifiée. On suppose que les petits producteurs qui n'ont pas de TRPG à payer ne reçoivent pas d'exemption.

Parallèlement, on pose comme hypothèse que le gouvernement fédéral prélève une taxe d'environ 1 % sur tous les produits raffinés afin de stimuler le remplacement du pétrole. En fait, cette taxe pourrait s'ajouter au prélèvement spécial de canadianisation qui servirait alors à la fois à la canadianisation et au remplacement du pétrole. (On suppose que le gouvernement fédéral continue de percevoir une taxe d'accise sur l'essence.)

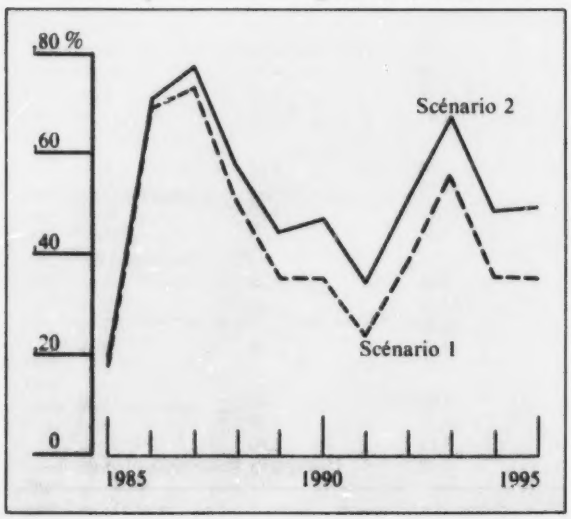
Les résultats[3]

Le scénario 1 – Déréglementation des prix dans le contexte d'une stabilité du prix mondial du pétrole

Les résultats de la simulation indiquent qu'une déréglementation simultanée des prix du pétrole et du gaz aurait pour effet de réduire le prix de l'énergie,

Graphique L-1

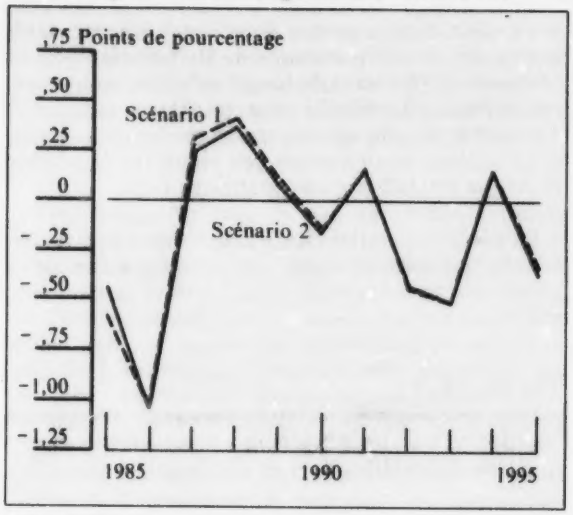
Incidence[1] sur le produit national brut réel de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995



1 Variation par rapport au scénario de référence.

Graphique L-2

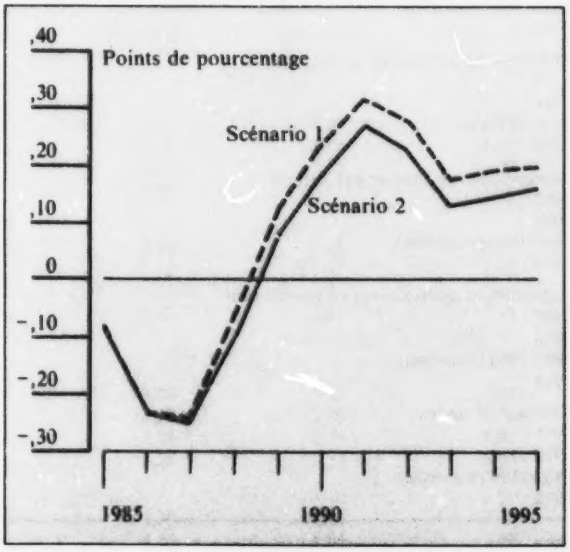
Incidence[1] sur le taux d'inflation de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995



1 Variation par rapport au scénario de référence.

Graphique L-3

Incidence[1] sur le taux de chômage de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995



1 Variation par rapport au scénario de référence.

dans son ensemble, et donc d'abaisser le taux d'inflation et de stimuler la croissance de l'économie canadienne. Le taux global d'inflation, tel que mesuré par l'indice des prix du PNB, diminuerait d'environ 0,6 point de pourcentage en 1985 et de 1,0 point de pourcentage en 1986. Le PNB annuel, en termes réels, augmenterait en moyenne d'environ 0,5 % par année entre 1985 et 1990 (tableau L-1). Les résultats, en termes du PNB réel et du taux d'inflation, sont présentés de façon plus détaillée aux graphiques L-1 et L-2. Le nombre de sans-emploi, qui se chiffre actuellement à 1,5 million, serait quelque peu réduit par la création d'environ 100 000 emplois (graphique L-3).

La déréglementation des prix entraînerait, en outre, des changements au niveau de la configuration de la demande d'énergie et de l'approvisionnement en pétrole et en gaz. Ces changements auraient des conséquences importantes sur l'investissement dans le secteur de l'énergie. En regard d'un maintien du contrôle des prix, une politique de déréglementation aurait pour effet d'élever le prix moyen du pétrole au Canada de 1,30 $ le baril en 1985. S'ensuivrait une chute de 4 % de la demande de pétrole à la fin des années 80 et une augmentation de quelque 13 % de la demande de gaz (tableau L-2). Ces transformations amèneraient une baisse des importations de pétrole d'environ 9 %, une amélioration de la balance commerciale relative aux produits énergétiques et, par conséquent, une légère amélioration du compte courant de la balance des paiements. L'effet de la politique sur les importations de pétrole est illustré au graphique L-4.

Tableau L-2

Incidence sur les prix à la consommation et sur la demande d'énergie de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995

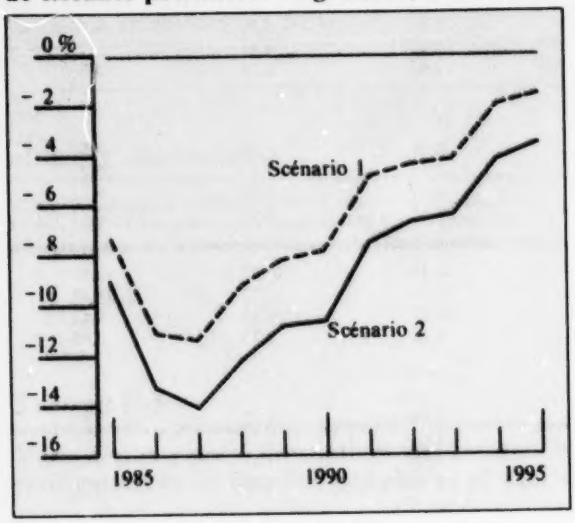
Variations en pourcentage par rapport aux scénarios de référence

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Prix moyen du pétrole à la consommation				
1985	2,14	3,07	3,22	2,77
1986	1,31	2,23	2,50	1,89
1985-1990 (moyenne)	1,32	2,22	2,53	1,65
1995	0,27	0,46	0,41	0,86
Prix moyen du gaz naturel à la consommation				
1985	-12,16	-12,20	-8,52	15,70
1986	-22,60	-22,66	-16,33	-28,61
1985-1990 (moyenne)	-17,32	-17,38	-14,51	-26,74
1995	-4,29	-4,52	-4,08	-18,90
Demande canadienne de pétrole brut				
1985	-2,94	-3,38	-2,88	-3,77
1986	-5,04	-5,59	-4,57	-6,51
1985-1990 (moyenne)	-4,19	-4,76	-4,43	-6,30
1995	-0,88	-1,43	-1,35	-3,32
Demande canadienne de gaz naturel				
1985	6,55	6,66	4,62	8,72
1986	14,81	14,99	10,21	20,14
1985-1990 (moyenne)	12,69	12,87	10,23	21,55
1995	3,04	3,32	2,96	14,87
Importations quotidiennes de pétrole brut				
1985	-7,07	-8,96	-8,04	-9,60
1986	-11,13	-13,35	-11,86	-14,53
1985-1990 (moyenne)	-9,19	-11,67	-12,17	-13,45
1995	-1,66	-3,67	-5,09	-5,39
Demande d'énergie				
1985	1,06	0,90	0,43	1,40
1986	3,30	3,13	1,97	4,32
1985-1990 (moyenne)	3,33	3,17	2,40	5,50
1995	1,15	1,08	0,95	5,09

NOTE Une description sommaire des scénarios se trouve au tableau L-1.
SOURCE Conseil économique du Canada, modèle MACE, juillet 1984.

Graphique L-4

Incidence[1] sur les importations de pétrole brut de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995



1 Variation par rapport au scénario de référence.

En ce qui a trait à l'offre, il ressort de nos résultats qu'une politique de déréglementation stimulerait la production de pétrole au pays et favoriserait, au cours des prochaines années, l'exploration et la mise en valeur de nouveaux gisements pétrolifères. La production de gaz naturel augmenterait également mais l'effort d'exploration et de mise en valeur du gaz serait réduit. Les résultats nous montrent que les découvertes de nouvelles réserves de pétrole des régions traditionnelles seraient passablement sensibles à une croissance de l'investissement dans l'industrie pétrolière.

Une baisse des prix du gaz aurait pour effet de réduire les incitations à découvrir de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz. Comme on peut le constater au tableau L-3, la diminution en pourcentage de l'investissement dans le secteur du gaz naturel est plus forte que ne l'est la hausse dans le secteur du pétrole. Il s'ensuit que l'investissement réel global dans le secteur de l'énergie diminue légèrement par rapport au scénario de référence (voir le tableau L-1), bien que l'industrie bénéficie, dans son ensemble, d'une croissance de ses ressources d'autofinancement. L'augmentation de l'investissement total dans les secteurs non énergétiques s'avère toutefois plus importante que la baisse de l'investissement dans le secteur de l'énergie.

Tableau L-3

Incidence sur les découvertes, la production et les investissements pétroliers et gaziers de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité, 1985-1995

Variations en pourcentage par rapport aux scénarios de référence

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Découvertes annuelles de pétrole (additions aux réserves)				
1985	1,99	9,99	9,26	10,61
1986	4,84	11,14	9,17	13,29
1985-1990 (moyenne)	2,27	8,37	7,20	11,20
1995	0,84	3,83	2,23	8,62
Production quotidienne de pétrole				
1985	0,14	0,70	0,68	0,70
1986	0,32	1,12	1,07	1,15
1985-1990 (moyenne)	0,43	1,58	1,52	1,69
1995	0,82	3,43	3,02	4,13
Découvertes annuelles de gaz naturel (additions aux réserves)				
1985	-4,49	-0,27	1,56	-2,02
1986	-8,86	-5,72	-2,69	-8,78
1985-1990 (moyenne)	-6,63	-3,76	-2,36	-8,21
1995	0,18	1,58	1,35	-6,53
Production quotidienne de gaz naturel				
1985	4,21	4,30	3,01	5,62
1986	8,76	8,86	6,06	11,89
1985-1990 (moyenne)	7,40	7,54	5,93	9,92
1995	2,27	2,49	2,08	-1,74

Tableau L-3 (fin)

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Investissements pétroliers dans les régions conventionnelles				
1985	1,10	7,16	7,00	7,21
1986	1,95	5,95	5,56	6,27
1985-1990 (moyenne)	0,91	5,05	4,94	5,38
1995	-0,41	2,92	2,16	3,66
Investissements gaziers dans les régions conventionnelles				
1985	4,82	-0,61	1,42	-2,59
1986	9,99	-6,67	-3,31	-10,21
1985-1990 (moyenne)	7,35	-4,42	-2,87	-9,22
1995	2,64	-0,94	-0,77	-10,77
Prix du pétrole au point d'extraction				
1985	14,47	14,35	14,22	12,38
1986	13,06	12,93	12,72	11,47
1985-1990 (moyenne)	10,69	10,57	10,35	9,42
1995	3,68	3,38	2,23	3,66
Prix du pétrole au point d'extraction, déduction faite des taxes et des redevances				
1985	0,01	5,80	5,72	5,87
1986	-0,04	3,80	3,71	3,91
1985-1990 (moyenne)	-0,54	3,55	3,47	3,66
1995	1,76	0,89	0,36	0,51
Prix du gaz naturel au point d'extraction				
1985	8,51	8,63	5,32	11,88
1986	16,88	17,06	11,43	22,78
1985-1990 (moyenne)	12,75	12,92	9,56	21,41
1995	2,91	3,27	3,34	18,50
Prix du gaz naturel au point d'extraction, déduction faite des taxes et des redevances				
1985	7,69	-1,42	1,74	4,51
1986	15,39	10,89	5,57	16,24
1985-1990 (moyenne)	11,65	7,54	4,90	15,30
1995	2,77	0,92	0,92	14,26

NOTE Une description soummaire des scénarios se trouve au tableau L-1.
SOURCE Conseil économique du Canada, modèle MACE, juillet 1984.

La déréglementation des prix entraîne une entrée de fonds accrue dans l'industrie pétrolière et gazière, si l'on suppose que les taux de redevances et de taxation sont maintenus aux niveaux actuels. Les ressources d'autofinancement, après déduction des taxes, redevances et frais d'exploitation mais avant les investissements, augmenteraient d'environ 240 millions de dollars au total entre 1985 et 1995 (tableau L-4). Les recettes énergétiques des gouvernements seraient également touchées. Les estimations données au tableau L-5 laissent entrevoir un gain total de 1,9 milliard de dollars pour le gouvernement fédéral entre 1985 et 1995, et une perte totale de recettes d'environ 0,9 milliard de dollars pour les provinces (graphique L-5).

Le scénario 2 – L'ensemble de politiques dans le contexte d'une stabilité des prix

Les résultats nous montrent ici que, par rapport au scénario de référence, la mise en place de l'ensemble de politiques entraînerait des hausses sensibles de l'investissement dans l'exploration et la mise en valeur du pétrole classique et donc une augmentation des additions aux réserves. Bien que la modification apportée à la TRPG ne stimule pas l'activité dans l'industrie du gaz autant qu'elle le fait dans le cas du pétrole, il y aurait une légère augmentation de l'investissement énergétique global (tableau L-1). Cet accroissement modeste de l'investissement aurait des retombées positives sur le plan de la croissance et de l'emploi dans

Tableau L-4

Incidence de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières sur la marge d'autofinancement globale de l'industrie (déduction faite des taxes, redevances et coûts d'exploitation mais non des dépenses d'investissement), 1985-1995

Variations en milliards de dollars

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
1985	0,32	1,02	1,13	0,86
1986	0,07	0,66	0,86	0,42
1985-1995 (variation cumulative)	0,24	7,04	9,73	0,08

NOTE Une description sommaire des scénarios se trouve au tableau L-1.
SOURCE Conseil économique du Canada, modèle MACE, juillet 1984.

Tableau L-5

Variation des parts estimatives des recettes totales suivant quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995

Variations en milliards de dollars

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Recettes du gouvernement fédéral	1,9	2,2	7,1	-12,1
Recettes des provinces	0,9	0,1	0,7	-11,4
Recettes de l'industrie	1,8	8,8	11,4	1,3
Recettes globales	2,7	10,9	19,2	22,1

NOTE Une description sommaire des scénarios se trouve au tableau L-1.
SOURCE Conseil économique du Canada, modèle MACE, juillet 1984.

l'économie dans son ensemble. L'offre accrue de pétrole aurait aussi pour conséquence de réduire les importations et d'accroître le solde du compte courant de la balance des paiements et la valeur du taux de change. En outre, l'ensemble de politiques offrirait des possibilités de croissance économique non inflationniste. Le PNB serait plus élevé en moyenne de quelque 0,5 % entre 1985 et 1990, et l'inflation serait réduite de 0,4 point de pourcentage en 1985 et de 1,0 point de pourcentage en 1986 (voir le tableau L-1).

Les résultats montrent que, par rapport au scénario de référence, il y aurait hausse des prix des produits pétroliers de quelque 2 % par année en moyenne au cours de la période de 1985 à 1990 (voir le tableau L-2). L'ensemble de politiques entraînerait alors une baisse annuelle de la demande de pétrole de quelque 5 % au cours de la même période.

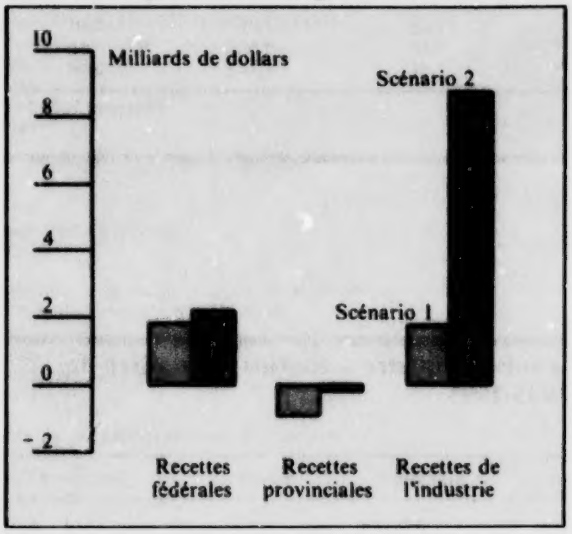
Rien n'indique que la déréglementation des prix du pétrole et du gaz naturel entraînerait une flambée des prix. Tout porte à croire que la capacité du Canada de mettre en valeur ses propres ressources de pétrole serait accrue, ce qui entraînerait une meilleure sécurité des approvisionnements à long terme. Les principaux éléments de nos propositions constitueraient alors une solution solide et durable.

L'ensemble de politiques aurait aussi des répercussions sur l'ensemble de l'économie par son impact sur les recettes des gouvernements. Les résultats qui figurent au tableau L-5 indiquent que le gouvernement fédéral toucherait environ 2,2 milliards de dollars de recettes additionnelles, échelonnées sur une période de 10 ans se terminant en 1995. Les recettes des provinces seraient diminuées de 100 millions de dollars au cours de cette période, tandis que celles de l'industrie affiche-

raient un gain de 8,8 milliards de dollars (graphique L-5).

Graphique L-5

Incidence[1] sur la répartition des recettes totales de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995



1 Variation par rapport au scénario de référence.

Tableau L-6

Sommaire des recettes et des dépenses fédérales dans le secteur des hydrocarbures, 1984-1985

En millions de dollars

Recettes en amont	6 210
Impôt sur le revenu des sociétés (estimation)	2 800
Taxe sur les recettes pétrolières et gazières	2 380
Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires	70
Prélèvement spécial de canadianisation[1]	960
Recettes en aval	1 455
Impôt sur le revenu des sociétés (estimation)	200
Taxe d'accise sur l'essence	410
Taxe de vente sur l'essence (estimation)	720
Prélèvement à l'exportation du pétrole	125
Recettes globales	7 665
Dépenses	
PEP pour les Terres du Canada et paiements versés par l'Alberta	1 600
Autres initiatives pour le secteur énergétique[2]	2 125
Dépenses globales	3 725
Solde net	3 940

1 Le PCS est considéré ici comme une taxe d'amont, mais on pourrait le considérer comme une taxe d'aval si les prix du pétrole étaient déréglementés.

2 Comprend les mesures relatives au gaz naturel et aux autres ressources non pétrolières, mais non pas les 291 millions de dollars au titre du déséquilibre dans le compte de compensation pétrolière.

SOURCE Estimations du Conseil économique du Canada effectuées à l'aide de données contenues dans l'exposé budgétaire du 15 février 1984.

L'augmentation des recettes énergétiques du gouvernement fédéral en dollars courants serait de l'ordre de 175 millions par année jusqu'en 1995. À partir du tableau L-6, on peut comparer ces gains aux recettes que le gouvernement prévoit tirer en 1984-1985 des diverses taxes touchant l'industrie du pétrole et du gaz, incluant les taxes à la consommation des produits du pétrole et du gaz naturel. À l'heure actuelle, les recettes totales que le gouvernement puise du secteur de l'énergie sont d'environ 8,0 milliards de dollars, dont 2,4 milliards proviennent de la TRPG et 1,0 milliard du prélèvement spécial de canadianisation. Les estimations contenues dans le budget fédéral de 1984 laissent entrevoir une augmentation des recettes et une légère baisse des dépenses entre 1984-1985 et 1987-1988.

Le scénario 3 – L'ensemble de politiques dans le contexte d'une hausse du prix mondial du pétrole

Le scénario 3 s'apparente au scénario 2, à savoir qu'on procède à une déréglementation des prix du pétrole et du gaz et à une modification de la TRPG, mais il se fonde sur une hypothèse de hausse du prix mondial du pétrole.

À la lumière de nos résultats, l'adoption de l'ensemble de politiques dans un tel contexte aurait pour effets principaux, entre 1985 et 1990, d'élever le PNB réel et de diminuer le taux de chômage. La croissance relative du PNB proviendrait principalement d'une hausse des investissements, tant dans le secteur de l'énergie que dans les autres branches de l'économie. Une autre part importante de la croissance du PNB serait attribuable à la consommation. Le taux d'inflation diminuerait légèrement en 1985 et 1986 par rapport au scénario de référence – la baisse en 1986 serait de l'ordre de 0,79 point de pourcentage. Cette baisse s'explique par une diminution relative de l'indice des prix intérieurs de l'énergie de l'ordre de 1,19 % en 1985 et de 3,89 % en 1986.

S'agissant du commerce extérieur, on observe une augmentation de quelque 10,3 milliards de dollars de la balance commerciale du Canada au chapitre de

l'énergie, entre 1985 et 1990. En termes globaux, le solde du compte courant de la balance des paiements augmenterait d'environ 11 milliards de dollars au cours de la même période, en regard du scénario de référence, et le taux de change serait plus élevé.

Le prix moyen des produits pétroliers augmenterait de 3,2 % en 1985 par rapport au scénario de référence, ce qui serait suivi de hausses relatives de 2,5 % par année entre 1985 et 1990. La demande de pétrole serait réduite de 26,6 % environ en 1990 et le rythme des importations de pétrole serait ralenti de quelque 12,2 %, en moyenne, entre 1985 et 1990. Quant au prix moyen du gaz naturel au point de consommation, il diminuerait de 14,5 % entre 1985 et 1990, entraînant une hausse annuelle de la demande de gaz d'environ 10 %.

Les résultats de cette simulation indiquent que l'ensemble de politiques provoquerait une réaction positive sur le plan de l'approvisionnement en pétrole, étant donné que les recettes nettes des producteurs – c'est-à-dire les prix au point d'extraction après déduction des taxes, redevances et frais d'exploitation – augmenteraient, dans le cas du pétrole classique, d'environ 4,9 %, en moyenne, au cours de la période 1985-1990 (tableau L-3). Le rythme de découvertes de pétrole s'accélérerait de quelque 9 % en 1985 et se maintiendrait au-dessus des niveaux atteints dans le scénario de référence au cours des années suivantes : notamment la hausse relative serait de 4,5 % en 1990 et de 2 % en 1995. Les recettes nettes des producteurs de gaz naturel seraient réduites d'environ 5 % en moyenne entre 1985 et 1990, ce qui entraînerait un ralentissement de quelque 2,4 % par année du rythme de nouvelles découvertes de gaz au cours de la même période.

Les ressources d'autofinancement dans l'industrie, déduction faite des taxes, redevances et frais d'exploitation mais incluant les investissements, augmenteraient d'environ 9,7 milliards de dollars pour la période 1985-1995 (tableau L-4). Au tableau L-5, on présente une estimation de la répartition des recettes entre le gouvernement fédéral, les provinces et l'industrie. L'ensemble de politiques aurait pour effet de hausser chacune de ces trois parts de recettes. Les gains totaux de l'industrie, entre 1985 et 1995, seraient de l'ordre de 11,4 milliards de dollars, tandis que les gains du gouvernement fédéral et des provinces seraient de 7 milliards et de 710 millions de dollars, respectivement.

En résumé, la réalisation de l'ensemble de politiques tendrait à protéger l'économie contre les effets déstabilisateurs d'une croissance du prix mondial du pétrole. En même temps, elle stimulerait la croissance économique sans accélérer le rythme de l'inflation. L'ensemble de politiques contribuerait à réduire les importations de pétrole en diminuant la demande et en stimulant la production intérieure de pétrole et l'exploration par une croissance des investissements. Les recettes du gouvernement fédéral, des provinces et de l'industrie seraient à la hausse, en supposant que les taux de redevances et de taxation demeurent à leurs niveaux actuels.

Le scénario 4 – L'ensemble de politiques dans le contexte d'une baisse du prix mondial du pétrole

Qu'adviendrait-il si l'ensemble de politiques était adopté en période de baisse du prix mondial du pétrole ? Les résultats de la simulation laissent croire que, par rapport au scénario de référence, les mesures entraîneraient une baisse du prix de l'énergie au Canada, dans son ensemble, ce qui aurait pour effet de réduire les taux d'inflation et de chômage et d'augmenter, en moyenne, de 0,9 % par année le taux de croissance de l'économie entre 1985 et 1990. Il y aurait aussi un changement de la configuration de l'offre et de la demande d'énergie.

Les résultats indiquent que le prix du pétrole serait d'environ 1,6 % plus élevé que dans le scénario de référence A-3 entre 1985 et 1990. La demande de pétrole serait plus faible de quelque 6 % vers la fin des années 80, ce qui amènerait une diminution des importations de pétrole de l'ordre de 13 % entre 1985 et 1990 et, par conséquent, une plus grande sécurité en matière d'approvisionnement de pétrole. Le prix du gaz naturel serait d'environ 27 % inférieur, en moyenne, entre 1985 et 1990, ce qui entraînerait une hausse de la demande de gaz d'environ 22 %.

En ce qui a trait à l'offre, les résultats permettent de croire que l'exploration et la production de pétrole au pays seraient stimulées. La production de gaz naturel serait également plus importante mais les efforts consacrés à l'exploration et à la mise en valeur de nouveaux gisements gaziers pourraient ralentir car des prix du gaz naturel moins élevés réduiraient les avantages à tirer de découvertes de nouvelles réserves.

La diminution des investissements dans le secteur gazier serait plus grande que l'accroissement des investissements dans le secteur pétrolier. En conséquence, l'investissement total en termes réels dans le secteur énergétique serait un peu moins élevé que dans le scénario de référence – de 0,19 % en moyenne entre 1985 et 1990. Les ressources d'autofinancement dans l'industrie seraient plus élevées mais, en supposant que les politiques en matière de redevances et de taxes demeurent inchangées, les recettes du gouvernement fédéral et des provinces seraient moins élevées.

M Simulations de politiques pour l'électricité

Dans le cadre de notre étude du secteur énergétique, nous avons entrepris, en collaboration avec le Canadian Energy Research Institute (CERI) de Calgary, un programme de recherche complémentaire visant à élaborer un modèle d'analyse régional du secteur de l'électricité au Canada (CANREM). Le modèle CANREM est un modèle qui tient compte, de façon explicite, des interactions au niveau des provinces entre la demande, les coûts de production, les politiques financières, la réglementation et l'investissement. Le projet comportait deux tâches principales. D'abord, un ensemble de changements et d'améliorations majeurs ont été apportés au modèle « Regional Electricity Model », mis au point par M. Baughman et P. Joskow pour les États-Unis. Puis, une banque de données propres à l'application du modèle au contexte canadien a été constituée. Plusieurs entreprises du secteur de l'électricité nous ont conseillés et fourni à cette fin des données détaillées. CERI a aussi bénéficié pour ce projet de l'aide financière de l'Association canadienne de l'électricité.

De façon à évaluer la performance du modèle CANREM, nous avons mené, pour chacune des provinces, un « test de contrôle » se rapportant à la période 1983-2000[1]. Ces simulations ont été effectuées à partir du modèle ajusté pour reproduire les données historiques de la période 1976-1981. Elles se fondent également sur un ensemble d'hypothèses choisies non pas de façon à établir une prévision de la situation future mais plutôt de développer un scénario vraisemblable et pratique. Les hypothèses principales sont les suivantes : une stabilité du prix mondial du pétrole en termes réels au niveau de 29 $ É.-U. le baril en 1983, un taux d'inflation de 5 % par année et des taux de croissance démographique et de croissance réelle de l'économie variables d'une province à l'autre. À l'aide de ces tests de contrôle, les représentants des entreprises du secteur de l'électricité ont pu évaluer le modèle sans nécessairement en accepter les hypothèses ou les spécifications.

Les tests de contrôle ont servi de scénario de référence à l'estimation des effets possibles de certains changements sur le plan des politiques financières qui ont été étudiés au chapitre 6 de ce rapport. Des simulations ont été menées pour la Nouvelle-Écosse, l'Ontario, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique[2]. Nous avons voulu, par ce choix de provinces, refléter les diverses caractéristiques de l'industrie canadienne : les quatre grandes régions du Canada sont représentées; la taille des entreprises d'électricité œuvrant dans ces provinces varie de très grande en Ontario à relativement petite en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan; une gamme de configuration de techniques de production d'électricité sont représentées, depuis une production principalement axée sur l'hydroélectricité en Colombie-Britannique à une énergie tirée surtout du charbon en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan, en passant par l'énergie nucléaire dont l'importance est croissante en Ontario. Le choix des provinces englobe également divers niveaux d'échanges avec d'autres entreprises d'électricité au Canada et aux États-Unis : peu d'échanges sont effectués par les compagnies d'électricité de la Nouvelle-Écosse et de la Saskatchewan tandis qu'en Ontario et en Colombie-Britannique, le volume des exportations d'électricité est relativement important.

Les simulations ont servi à mesurer les effets des changements suivants dans les politiques financières :

A. À compter de 1986 :

i) L'introduction d'une méthode comptable fondée sur les coûts d'acquisition « rajustés » à partir des données financières de 1985;

ii) Un taux de rendement réel sur l'avoir propre de 12 % par année, avant impôt;

iii) Un taux d'impôt sur les bénéfices de 40 %;

iv) L'imposition par les administrations provinciales de tous les bénéfices nets provenant de ventes d'électricité faites à l'extérieur de la province;

v) La perception d'un droit de location sur les ressources hydrauliques de 10 $/MWh (en termes réels) d'hydroélectricité utilisée pour répondre à la demande intérieure en 1979. Ce droit remplace les taux courants que nous supposons stables, en termes réels, dans le test de contrôle. On suppose donc qu'aucune rente économique ne sera perçue, jusqu'en l'an 2000, sur les installations hydroélectriques construites après 1979, en raison d'une baisse des prix du pétrole depuis 1979 et de l'hypothèse d'une stabilité des prix futurs. De plus, le droit que nous utilisons tout au long de la période étudiée traduit l'incertitude des estimations faites dans les deux études se rapportant à 1979, ainsi qu'une politique modérée des provinces à l'égard de la perception de la rente économique sur la production d'hydroélectricité.

B. À compter de 1990 :

vi) Une augmentation du coût réel d'emprunt de 2

points de pourcentage, de façon à refléter l'effet que pourrait avoir, à la limite, la cessation des garanties d'emprunt fournies par les gouvernements provinciaux.

Il convient de noter que le modèle CANREM ne permet pas, dans sa forme actuelle, de simuler les effets de l'introduction de tarifs différenciés selon le moment d'utilisation.

Le tableau M-1 contient, outre les taux de croissance économique et démographique hypothétiques pour les quatre provinces, les résultats des simulations pour la période allant de 1985 à l'an 2000 pour quelques-unes des variables principales.

En l'an 2000, les changements de politiques que nous avons incorporés entraîneraient des hausses de prix variant de 30 % en Nouvelle-Écosse à 65 % en Ontario. Les prix moyens en Saskatchewan et en Colombie-Britannique à la fin de la période de simulation seraient haussés de 44 et 54 %, respectivement. Tandis que, dans le test de contrôle, les prix dans les quatre provinces augmentent à un taux égal ou inférieur au taux d'inflation, ils affichent, sauf dans le cas de la Nouvelle-Écosse, une augmentation en termes réels dans les simulations. Cette augmentation atteint jusqu'à 3 % par année en moyenne dans le cas de la Colombie-Britannique.

De telles hausses de prix auraient pour effet de réduire la demande d'énergie prévue pour l'an 2000. La baisse serait d'environ 10 % en Nouvelle-Écosse et atteindrait jusqu'à 19 % en Ontario. En conséquence, la capacité requise pour maintenir les réserves au même niveau que dans le scénario de référence diminuerait, en l'an 2000, d'environ 11 % en Nouvelle-

Tableau M-1

Hypothèses générales des scénarios relatifs à l'électricité et résultats des simulations pour les principales variables, 1985-2000

En pourcentage

	Nouvelle-Écosse	Ontario	Saskatchewan	Colombie-Britannique
Taux de croissance annuel moyen				
Hypothèses générales				
Croissance économique réelle	3,3	2,7	2,2	3,2
Croissance démographique	0,4	0,7	0,3	1,0
Inflation	5,0	5,0	5,0	5,0
Prix de l'électricité				
Scénario de référence	2,9	4,1	4,1	5,0
Simulation	4,7	7,6	6,6	8,1
Demande d'énergie				
Scénario	3,0	3,4	2,3	3,7
Simulation	2,3	1,9	1,4	2,5
Capacité de production				
Scénario	2,2	2,7	2,4	1,9
Simulation	1,4	1,4	1,2	0,6
Écart entre le scénario de référence et la simulation pour l'an 2000				
Prix de l'électricité	29,5	64,7	43,8	54,3
Demande d'énergie	10,0	19,2	12,9	15,9
Capacité de production	10,8	18,0	16,2	17,5
Recettes des provinces en proportion des ventes intérieures en l'an 2000				
Scénario de référence	0,9	2,6	2,3	22,7
Simulation	15,4	27,8	20,8	36,1
Proportion de la majoration des recettes tirées des ventes intérieures attribuable à l'augmentation des recettes provinciales en l'an 2000				
Simulation	102,4	106,5	94,4	81,2

Écosse et entre 16 et 18 % dans les trois autres provinces.

Il découle de l'augmentation des taxes et des droits d'utilisation de l'énergie hydraulique que les recettes gouvernementales en proportion des revenus tirés de la vente d'électricité sur le marché intérieur s'élèvent de façon sensible pour atteindre, en l'an 2000, 15 % en Nouvelle-Écosse, 28 % en Ontario et 21 % en Saskatchewan. C'est en Colombie-Britannique que la part des recettes du gouvernement provincial est la plus élevée – 36 % – en raison principalement des droits sur les ressources hydrauliques utilisées. Par contre, la hausse, en termes relatifs, est plus faible dans cette province, du fait que nous supposons des redevances relativement élevées dans le scénario de reférence.

Dans chacune des quatre provinces, l'augmentation des recettes des gouvernements explique la plus grande partie de l'augmentation des recettes provenant des ventes sur le marché intérieur. En fait, en Nouvelle-Écosse et en Ontario, l'augmentation des recettes gouvernementales dépasse même l'augmentation des recettes tirées des ventes d'électricité sur le marché intérieur. La raison en est que l'adoption d'une assiette de rendement tendanciel et la diminution des besoins de capacité ont pour conséquence, dans nos simulations, de diminuer les besoins de recettes par rapport à la situation de référence. Ces recettes pour les provinces ne sont pas perdues; elles pourraient être utilisées à d'autres fins, que ce soit pour le développement économique, pour accroître les services ou pour réduire la dette ou d'autres taxes, plutôt que d'être affectées à la réduction des tarifs d'électricité.

Soulignons qu'on pourrait s'attendre à ce que la mise en vigueur de tarifs différenciés selon le moment d'utilisation et le recours à d'autres méthodes de gestion de la charge réduisent les besoins de capacité et l'utilisation des combustibles plus coûteux et fassent donc baisser les taux d'accroissement des prix prévus dans les simulations.

Notes

CHAPITRE 2

1 Cette section s'inspire largement de Glen Toner et G. Bruce Doern, *The NEP and the Politics of Energy*, Toronto, Methuen, 1984.

2 Canada, Chambre des communes, *Débats*, le 13 mars 1953, pp. 3088-3089.

3 Communes, *Débats*, p. 3088.

4 Dans un rapport publié il y a deux ans, le Conseil économique estimait qu'à la suite du second choc pétrolier en 1979, la rente économique potentielle issue de la production de pétrole et de gaz en 1980 se chiffrait entre 22 et 26 milliards de dollars (entre 7 et 9 % du PNB cette année-là). Voir Conseil économique du Canada, *Le financement de la Confédération – D'aujourd'hui à demain*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1982, appendice B.

5 Énergie, Mines et Ressources Canada, « Guide statistique sur l'énergie », Mise à jour nº 88, Ottawa, 1984, p. 7.1.

6 Énergie, Mines et Ressources Canada, *Le Programme énergétique national, 1980*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1980.

7 Allocution télévisée du Premier ministre de l'Alberta, Peter Lougheed, en réaction au budget fédéral et au PEN, le 30 octobre 1980, p. 9.

8 Gouvernement du Canada, *Le développement économique du Canada dans les années 80*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, novembre 1981.

9 « Entente entre le Gouvernement du Canada et le Gouvernement de l'Alberta sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques », Ottawa, le 1er septembre 1981.

10 Énergie, Mines et Ressources Canada, *Programme énergétique national – Mise à jour, 1982*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1982.

11 « Entente modifiant l'Entente du 1er septembre 1981 entre le Gouvernement du Canada et le Gouvernement de l'Alberta sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques », Calgary, le 30 juin 1983.

12 Cette section s'inspire de Marie-Hélène Pastor, « Héritage du passé – Histoire des compagnies d'électricité au Canada », Conseil économique du Canada, Ottawa (à paraître).

13 A. R. Vining, « Provincial Hydro Utilities », dans *Public Corporations and Public Policy in Canada*, édité par A. Tupper et G. Bruce Doern, Toronto, Institut de recherches publiques, 1981, p. 154.

CHAPITRE 3

1 EMR, *Programme énergétique national*, pp. 14-17 et 35.

2 EMR, *Programme énergétique national*, p. 14.

3 Conseil économique du Canada, *Le fardeau de l'inertie*, Seizième Exposé annuel, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1979, pp. 67-68.

4 Énergie, Mines et Ressources Canada, *Une stratégie de l'énergie pour le Canada – Politique d'autonomie*, Approvisionnements et Services Canada, 1976, pp. 138-140.

5 Ces exportations se répartissent de la manière suivante : Ontario, 32 %; Québec, 27 %; Manitoba, 16 %; Nouveau-Brunswick, 14 %; Colombie-Britannique, 12 %.

6 Michèle Bourque, « Évolution du prix international du pétrole de 1870 à nos jours », Document nº 257, Conseil économique du Canada, Ottawa, avril 1984.

7 Ces remarques sur l'évolution du marché pétrolier mondial au cours de la dernière décennie s'inspirent de Peter Eglington, « A Framework for Understanding the World Oil Market », Peter Eglington Associates Limited, Ottawa, 1982.

8 Les inventaires mondiaux de pétrole brut et de produits pétroliers, après déduction de ce qu'il faut pour assurer le fonctionnement des pipelines et pour d'autres emplois, s'élèvent à environ 6 milliards de barils, soit quelque 100 jours d'approvisionnement.

9 Voir « Stockpiles Urged », *The Globe and Mail*, Toronto, le 3 mars 1984, p. B-8.

10 EMR, *Programme énergétique national*, p. 101.

11 Le niveau de participation étrangère est déterminé par la proportion des actions ordinaires d'une société canadienne qui sont détenues directement ou indirectement par des non-résidents. On dit qu'une société est sous contrôle étranger lorsqu'au moins 50 % de son capital-actions est souscrit par des non-résidents.

12 EMR, *Programme énergétique national*, p. 19.

13 Énergie, Mines et Ressources Canada, *Canadian Petroleum Industry Survey, 1979*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1980, p. 2.

CHAPITRE 4

1 Office national de l'énergie, *Rapport annuel, 1981*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1982.

2 Voir G. C. Watkins, « Conservation and Economic Efficiency », *Journal of Environmental Economies and Management*, vol. 4, mars 1977; et Michael Crommelin, Peter H. Pearse et Anthony Scott, « Management of Oil and Gas Resources in Alberta », *Natural Resources Journal*, vol. 8, avril 1978.

3 Voir Peter Eglington et Maris Uffelmann, « Observed Costs of Oil and Gas Reserves in Alberta, 1957-1979 », Document n° 235, Conseil économique du Canada, Ottawa, octobre 1983. Les calculs effectués pour ce document utilisent des données exprimées en dollars de 1981, mais les chiffres en dollars de 1983 révèlent des tendances identiques.

4 Voir ministère de l'Énergie, des mines et des ressources, *Politique canadienne de l'énergie, Phase I*, Tome II : Annexes, Ottawa, Information Canada, 1973, p. 243; et Agence de surveillance du secteur pétrolier, *L'industrie canadienne du pétrole – Examen de l'activité, 1982*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1983, p. 6-1.

5 Office national de l'énergie, *L'énergie au Canada – Offre et demande, 1983-2005*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1984. L'ONE fait appel à la capacité de production pour mesurer l'approvisionnement. Après avoir examiné les réserves établies restantes de pétrole classique léger et lourd, il calcule le potentiel d'additions aux réserves sur la période de prévision. Il calcule ensuite le rythme potentiel de mise en valeur de ces réserves et la capacité productive future de pétrole brut classique. Il ajoute la capacité de production des condensats, suivant une évaluation de la production future de gaz naturel. Il complète l'analyse à l'aide d'hypothèses sur l'approvisionnement futur fourni par les sables bitumineux, les projets de mise en valeur du pétrole lourd et la production tirée des régions éloignées. En établissant son estimation de l'approvisionnement futur, l'ONE souligne qu'il considère le potentiel géologique, les limites de la technologie, les prix du pétrole brut et la politique publique comme les principaux facteurs du potentiel d'approvisionnement.

6 Alberta Energy Resource Conservation Board, « Alberta's Reserves of Crude Oil, Gas, Natural Gas Liquids and Sulphur at December 31st, 1982 », Calgary, 1983.

7 Association pétrolière du Canada, *Carnet statistique*, section II, Calgary, rapport au 31 décembre 1983.

8 R. M. Procter, G. C. Taylor et J. A. Nade, *Ressources en pétrole et gaz naturel du Canada, 1983*, Commission géologique du Canada, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1984.

9 Office national de l'énergie, *L'énergie au Canada – Offre et demande, 1980-2000*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1981, p. 143.

10 Office national de l'énergie, *L'huile au Canada – Besoins et approvisionnements*, Ottawa, 1975.

11 Pour plus de détails sur l'attribution des coûts du pétrole et du gaz, voir Eglington et Uffelmann, « Oil and Gas Reserves in Alberta ».

12 Les grandes sociétés se sont engagées dans des accords d'amodiation avec des petites entreprises beaucoup plus souvent que par le passé, les petits producteurs étant dispensés de la TRPG. On peut supposer que le faible attrait des incitations est à l'origine de cette situation.

13 Peter Eglington, «The Economics of Industry Petroleum Exploration », thèse de doctorat, Université de la Colombie-Britannique, Vancouver, 1975.

14 Russell S. Uhler, avec la collaboration de Peter Eglington, « The Potential of Crude Oil and Natural Gas Reserves in the Alberta Basin », document préparé pour le Conseil économique du Canada, Ottawa, décembre 1983.

15 Voir, par exemple, ONE, *Offre et demande, 1980-2000*; J. P. Prince, *Enhanced Oil Recovery Potential in Canada*, étude n° 9, Calgary, Canadian Energy Research Institute, 1980; et le mémoire soumis à l'Office national de l'énergie par l'Independent Petroleum Association of Canada en septembre 1980.

16 Brian Scarfe et Edwin W. Rilkoff, « Financing Oil and Gas Exploration and Development Activity », document préparé pour le Conseil économique du Canada, Ottawa, février 1984.

17 Office national de l'énergie, *L'huile au Canada – Besoins et approvisionnements*, Ottawa, février 1977; et ONE, *Offre et demande, 1983-2005*.

18 Mise à jour, datée du 20 mars 1984, de « Detailed Revenue Sharing and Netback Assumptions, Canada/Alberta Amending Agreement », Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa, août 1983.

19 Trois de ces projets sont examinés dans Peter Eglington et James Nugent, « An Economic Analysis of Enhanced Oil Recovery in Conventional Light Oil Pools in Alberta », Document n° 260, Conseil économique du Canada, Ottawa, juin 1984.

20 Voir Peter Eglington et Maris Uffelmann, « An Economic Analysis of Oilsands Policy in Canada: The Case of Alsands and Wolf Lake », Document n° 259, Conseil économique du Canada, Ottawa, juin 1984.

21 Les sables bitumineux exploitables à ciel ouvert sont ceux qui sont recouverts par des sédiments de roches ou de végétation ou par l'eau, l'épaisseur du recouvrement n'excédant pas 76 mètres. Le site d'Alsands est recouvert d'environ 12 mètres de fondrières et d'autres matières sédimentaires. Dans les usines en exploitation, l'extraction s'effectue par un procédé alliant une pelle à benne traînante et une roue-pelle pour recueillir le sable. Celui-ci est traité dans un appareil qui, à l'aide d'eau chaude, d'hydroxide de sodium et de vapeur, extrait le bitume. Ce dernier est ensuite enrichi au moyen d'un procédé de raffinage et de cokéfaction du liquide, de sorte qu'on obtient du coke, des gaz secondaires et un liquide de pétrole brut. Les gaz servent de combustible d'appoint dans l'usine. On distille le liquide de pétrole brut pour obtenir un pétrole léger synthétique ayant une densité en degrés API de 34° à 36° et une teneur en soufre d'environ 0,2 %. Cette distillation est fondée sur un procédé à base d'hydrogène, ce dernier étant produit lors de la gazification du coke qui résulte du craquage du bitume.

22 Le procédé d'extraction souterraine employé à Wolf Lake comporte l'injection de vapeur à haute pression et la combustion pour diminuer la viscosité du bitume. Il a été mis à l'essai sur le terrain depuis 1976 et les tests doivent se poursuivre jusqu'en 1985. La formation de sables asphaltiques soumise à ces tests, dite « formation de Clearwater », se trouve entre 410 et 485 mètres de profondeur et elle a une épaisseur moyenne de 23 mètres. Les expériences se font présentement par

stimulation cyclique à la vapeur, mais on pourra ultérieurement faire intervenir l'injection de vapeur ou la combustion souterraine.

23 Voir Peter Eglington et Maris Uffelmann, « An Economic Analysis of Hydrocarbon Developments in the Beaufort Sea », Document n° 258, Conseil économique du Canada, Ottawa, juin 1984.

24 Déclaration de Donald McIvor, citée dans Paul Taylor, « Early Development Seen for Beaufort Oil », *The Globe and Mail*, Toronto, le 7 mai 1984, p. B-1.

25 Voir Peter Eglington et Maris Uffelmann, « An Economic Analysis of the Venture Development Project and Hibernia », Document n° 261, Conseil économique du Canada, Ottawa, juin 1984.

26 Ce coût se répartit de la manière suivante : plateformes de production, 3 230 millions de dollars; dragage, 30 millions; matériel sous-marin, 500 millions; forages de mise en valeur, 1 550 millions; colonne de chargement, 90 millions.

27 Signalons qu'on pourrait modifier le prix des réserves de 50 % par rapport aux chiffres figurant au tableau 4-7 si on abaissait les taxes et redevances de 54 %.

28 EMR, *Programme énergétique national*, p. 30.

29 EMR, *Programme énergétique national*, p. 28.

CHAPITRE 5

1 EMR, *Guide statistique*, Mise à jour n° 88.

2 ONE, *Offre et demande, 1983-2005*.

3 En 1983, on dénombrait environ 11 000 puits de gaz inexploités en Alberta; voir J. G. Stabback, « Riding the Natural Gas Roller-Coaster », allocution prononcée devant l'Association canadienne du gaz, Jasper, juin 1983.

4 ONE, *Rapport annuel, 1983*, p. 32.

5 Parce que l'ONE n'a commencé à compiler des données qu'en 1965, la présente section du document est fondée sur des données de l'Association pétrolière du Canada (APC). Signalons que, pour les périodes ultérieures à 1965, il peut y avoir des différences entre les estimations de l'APC et celles de l'ONE concernant les réserves et la production.

6 APC, *Carnet statistique*. Le prix moyen au point d'extraction est établi en fonction de la moyenne pondérée des revenus du gaz vendu au Canada et du gaz exporté.

7 ONE, *Offre et demande, 1983-2005*, p. A-98.

8 Office national de l'énergie, *L'audience générale sur l'exportation du gaz, 1982*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1983, p. 17.

9 Voir, par exemple, Office national de l'énergie, *Motifs de décision – Pipelines du Nord*, vols. 1-3, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1977.

10 Voir Eglington et Uffelmann, « The Venture Development Project and Hibernia ».

11 P. Bradley, « Costs and Supply of Natural Gas from Alberta: An Empirical Analysis », Document n° 251, Conseil économique du Canada, Ottawa, mars 1984.

12 Uhler, « Potential of Crude Oil and Natural Gas Reserves ».

13 Les « forages intentionnels » sont ceux qui visent expressément à découvrir du gaz. L'hypothèse concernant les résultats « non intentionnels » suppose que les activités d'exportation ne peuvent être orientées à coup sûr vers le pétrole ou le gaz de façon spécifique.

14 ONE, *Offre et demande, 1983-2005*, p. A-96.

15 George W. Govier, *A Report on the Marketing of British Columbia Natural Gas*, Victoria (C.-B.), Imprimeur de la Reine de la Colombie-Britannique, février 1983.

CHAPITRE 6

1 L'équivalence est obtenue à l'aide d'un facteur de conversion de l'énergie électrique à l'énergie thermique de 3 600 gigajoules/GWh et d'un facteur de conversion de 38,5 gigagoules/m^3 dans le cas du pétrole brut. Une autre façon de calculer l'équivalence énergétique de la production d'électricité consiste à estimer la quantité de pétrole brut nécessaire pour *produire* une quantité donnée d'énergie électrique. Le facteur de conversion, dans ce cas, est de 10 540 gigagoules/GWh, l'écart très important par rapport au facteur précédent étant attribuable à la perte de chaleur qui se produit au cours de la production d'électricité à partir de l'énergie thermique. En 1982, l'équivalence énergétique de la production totale d'électricité au Canada, calculée selon la seconde méthode, était de quelque 280 000 m^3 de pétrole par jour.

2 La Commission Lapointe avait reçu le mandat de déterminer quelles mesures pourraient être prises pour empêcher les compagnies d'électricité privées d'exploiter le public. Il est à noter que la Commission n'a pas été jusqu'à recommander la propriété publique.

3 Par ailleurs, dans le cas de coûts décroissants, on a soutenu que l'objectif d'efficience pourrait être atteint si le prix de chaque unité était fixé à son coût marginal et qu'une subvention gouvernementale était versée pour compenser la différence entre les recettes et le coût total. Cependant, il faudrait pour ce faire augmenter les impôts, occasionnant du même coup des pertes d'efficience dans d'autres secteurs de l'économie. Après un long débat, on semble en être venu à la conclusion que les abonnés devraient, en principe, assumer le coût total du service et que l'objectif de la récupération des coûts permet un meilleur contrôle et une meilleure évaluation du rendement de l'entreprise qui fournit le service. De plus, les barèmes de tarifs ont été conçus en vue d'atteindre la plus grande efficience, compte tenu d'une contrainte de recettes.

4 Le taux de couverture des intérêts peut être calculé de diverses façons. Une des formules employées correspond au ratio du revenu net + les intérêts bruts sur la dette aux intérêts bruts sur la dette.

5 Standard & Poor's International, *Credit Week*, 1er trimestre de 1984, pp. 10-12.

6 De façon plus générale, il s'agit du montant imputé pour les fonds immobilisés durant la période de construction.

7 En règle générale, plus la valeur des travaux de construction en cours est grande, plus il faudra que les tarifs soient élevés pour pouvoir atteindre les ratios visés en regard de la couverture des intérêts et de l'endettement. Dans la plupart des cas, la réglementation sur les taux de rendement ne tient pas compte de la valeur des installations en voie de construction dans le calcul de l'assiette de rendement. Des organismes de réglementation aux États-Unis ont récemment commencé à permettre que soit incluse une partie ou la totalité des immobilisations en cours de manière à atténuer les difficultés financières éprouvées par un certain nombre d'entreprises d'utilité publique. Ces difficultés pourraient être en partie solutionnées en recourant à des pratiques comptables qui tiennent compte des effets de l'inflation.

8 Au nombre des autres facteurs, il y a l'échelonnement des dépenses de construction dans le temps, ainsi que le calendrier de réalisation du projet, soit plus précisément le calendrier de l'entrée en service des diverses composantes au cours de la période de construction.

9 Voir Stewart C. Myers, A. Lawrence Kolbe et William B. Tye, « Inflation and Rate of Return Regulation », Cambridge (Mass.), avril 1981.

10 Bien que cette méthode exige une projection de l'inflation pour le reste de la durée utile de l'élément d'actif pour calculer le tarif annuel, elle permet d'ajuster le niveau des tarifs dans le temps si les prévisions changent. Voir Sally Hunt Streiter, « Trending the Rate Base to Reflect Inflation: How? », dans *Pipeline Regulation and Inflation: An Evaluation of Tariff Levelling*, édité par R. N. Morrison et R. J. Schultz, compte rendu des travaux d'une conférence tenue à Montréal du 17 au 19 novembre 1982, sous l'égide de l'Office national de l'énergie et du Centre d'étude des industries réglementées de l'Université McGill.

11 Lors de la conférence tenue à l'Université McGill en 1982 sous l'égide de l'Office national de l'énergie et du Centre d'étude des industries réglementées, une des préoccupations majeures exprimées était que le décalage des bénéfices dans le temps résultant du nivellement des tarifs aurait pour effet d'accroître le risque et, partant, le coût réel du capital pour ces entreprises. À cause du coût plus élevé du capital, la baisse des tarifs au cours des premières années serait moindre alors qu'au cours des années subséquentes la hausse devrait être plus élevée. Pour cette raison et d'autres, plusieurs participants ont exprimé des doutes quant à la possibilité que des changements radicaux puissent solutionner le problème que soulève l'inflation pour les autorités chargées de fixer le niveau des tarifs. Il est ressorti de ce débat que toute réforme devrait être introduite avec beaucoup de prudence et sur une échelle limitée. Voir *Pipeline Regulation and Inflation*, p. 9.

12 Il s'agit de projets normalement structurés où les dépenses d'immobilisation sont faites en début de projet et l'où on enregistre des recettes et des frais d'exploitation pendant la durée utile des installations.

13 Voir Richard C. Zuker et Glenn P. Jenkins, en collaboration avec H. Lim et P. Poirier, *L'or liquide – Production hydroélectrique et rente économique*, Conseil économique du Canada, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1984; et J.-T. Bernard, G. E. Bridges et A. Scott, « An Evaluation of Potential Canadian Hydro Electric Rents », Resources Paper n° 78, Programme en économie des ressources naturelles, Université de la Colombie-Britannique, Vancouver, février 1982.

14 Une seconde méthode qui est proposée en vue de poursuivre l'objectif de l'efficience en présence d'une contrainte de recettes consiste à recourir à ce que l'on appelle les « prix de Ramsey ». Cette méthode, qui prévoit un tarif unique pour chaque abonné, suppose une discrimination entre diverses catégories d'abonnés ayant des caractéristiques de demande différentes.

En vertu de cette règle, l'écart en pourcentage entre le prix et le coût marginal dans les différents marchés devrait être inversement proportionnel à l'élasticité-prix sur ces marchés, d'où l'expression « règle de l'inverse de l'élasticité ». L'avantage de cette formule est qu'elle ne donne lieu qu'à une variation minimale dans l'utilisation de la ressource. Les clients qui sont relativement insensibles aux changements de prix subissent les variations de tarif les plus importantes, alors que ceux dont la demande est très sensible aux variations de prix sont soumis à des changements de tarif beaucoup moins importants.

Cette méthode peut être combinée à la méthode du double tarif employée dans le secteur de l'électricité. Ainsi, en présence d'économies d'échelle importantes, une tarification à deux volets peut nécessiter d'imposer des frais de branchement prohibitifs afin de réaliser le niveau de recettes requis. La règle de l'inverse de l'élasticité pourrait alors être appliquée dans le but de relever les tarifs des tranches inférieures après rajustement des tarifs de la tranche supérieure à des niveaux plus raisonnables.

Il est à noter que les prix de Ramsey pourraient également être employés en vue de poursuivre l'objectif d'efficience lorsque les besoins de recettes ne peuvent être comblés à l'aide de tarifs d'électricité correspondant aux coûts marginaux. Ainsi, dans le cas où les recettes sont insuffisantes, on peut recourir à cette méthode pour fixer les taux d'imposition dans d'autres secteurs de l'économie en vue de combler le manque à gagner. Voir W. J. Baumol et D. T. Bradford, « Optimal Departures from Marginal Cost Pricing », *American Economic Review*, vol. 6, n° 3, juin 1970, pp. 265-283.

15 Les fluctuations tiendront compte des variations climatiques, des écarts de température, des habitudes de consommation des abonnés, des calendriers de production et de la structure des tarifs d'électricité.

16 Conseil de l'énergie de l'Ontario, « Report to the Minister of Energy on Principles of Electricity Costing and Pricing for Ontario Hydro », Toronto, le 20 décembre 1979, p. 36.

17 Conseil de l'énergie de l'Ontario, « Report », p. 54.

18 Voir Bridger M. Mitchell, Willard G. Manning, Jr. et Jan Paul Acton, *Peak-Load Pricing: European Lessons for U.S. Energy Policy*, Cambridge (Mass.), Ballinger Publishing Company, 1978.

19 National Association of Regulatory Utility Commissioners, *Annual Report on Utility and Carrier Regulation, 1981*, Washington (D.C.), NARUC, 1982, tableaux 71(a), (b) et (c).

20 Voir la déclaration de l'honorable Mitchell Sharp, ministre de l'Industrie et du commerce, au sujet de la Politique nationale de l'énergie, en date du 8 octobre 1963.

21 EMR, *PEN – Mise à jour*, p. 72.

22 Ellen F. Battle, Gordon S. Gislason et Gordon W. Douglas, *Potential Benefits and Costs of Canadian Electricity Exports*, rapport de recherche n° 83-1, Canadian Energy Research Institute, Calgary, CERI, avril 1983.

CHAPITRE 7

1 La centrale nucléaire de Bruce, en Ontario, est actuellement la seule à fournir de l'énergie-vapeur à partir de l'énergie nucléaire; elle est utilisée à des fins industrielles.

2 Les élasticités dont on fait mention dans ce chapitre et qui apparaissent au tableau 7-5 on été compilées à partir des sources suivantes : Datametrics Limited, « Canadian Regional Energy Demand Elasticities », document préparé pour le Conseil économique du Canada, Calgary, 1982; Canadian Energy Research Institute, « CANREM: A Regional Model of the Canadian Electric Power Industry », document préparé pour l'Association canadienne de l'électricité, Calgary, août 1983; Office national de l'énergie, « Demand Model Update: Summary of Results », Ottawa, mai 1982; R. K. Sahi et R. W. Erdmann, « A Policy Model of Canadian Interfuel Substitution Demands », dans *Energy Policy Modeling: United States and Canadian Experiences*, Volume I; *Specialized Energy Policy Models*, édité par W. T. Ziemba, S. L. Schwartz et E. Koenigsberg, Boston, Martinus Nijhoff Publishing, 1980; E. R. Berndt, « Canadian Energy Demand and Economic Growth », dans *Oil in the Seventies*, édité par G. C. Watkins et M. Walker, Vancouver, The Fraser Institute, 1977; R. W. Erdmann et F. W. Gorbet, « Energy Demand Projections for Canada: An Integrated Approach », dans *International Studies of the Demand for Energy*, édité par W. Nordhaus et R. Goldstein, Amsterdam, North Holland Publishing Company, 1977; R. N. McRae, « Primary Energy Demand in Canada », *Energy Economics*, octobre 1979; « Why Do Energy Demand Elasticities Differ? », document présenté au Groupe de travail n° 1 du Comité des politiques économiques de l'OCDE, Paris, octobre 1980; et autres sources.

3 Datametrics, « Energy Demand Elasticities ».

4 Nous faisons exception à cette règle dans le cas du scénario de baisse des prix du pétrole en laissant le rapport de prix du gaz/pétrole dépasser 65 %. Dans l'éventualité d'une baisse rapide des cours pétroliers, le maintien de ce rapport ne pourrait être assuré sans l'apport de subventions aux consommateurs, en raison des ententes entre le gouvernement canadien et le gouvernement de l'Alberta qui régissent les prix à la frontière de l'Alberta jusqu'en 1987. Par conséquent, notre scénario prévoit une hausse graduelle du rapport de prix de sorte que celui-ci atteint 100 % en l'an 2000.

5 À l'été de 1983, le ministère de l'Énergie, des mines et des ressources envisageait une croissance de la demande d'énergie primaire d'environ 3,2 ou 3,3 % entre 1983 et 2000. Cette prévision a été révisée au printemps de 1984; les nouveaux scénarios envisagent des taux de croissance se situant entre 2,4 %, dans le cas d'un scénario dit de « conservation » et de 2,9 % dans le cas du scénario de référence. Par contre, les auteurs des mémoires présentés lors des récentes audiences de l'Office national de l'énergie ont avancé des taux de croissance situés entre 1,3 et 3,0 % pour la période de 1983 à 2000; l'ONE, pour sa part, projette un taux de 2,0 % par année. Voir Énergie, Mines et Ressources Canada, « Long-Term Energy Supply/Demand Outlook, Summer 83 Forecast », direction de la stratégie de l'énergie, Ottawa, juillet 1983; Énergie, Mines et Ressources Canada, « Long-Term Energy Supply/Demand Outlook, Spring 84 Forecast », direction de la stratégie de l'énergie, Ottawa, mai 1984; et ONE, *Offre et demande, 1983-2005*.

6 En 1979, les sept pays autres que le Canada mentionnés au tableau 7-7 étaient des importateurs nets d'énergie; dans certains d'entre eux (France, Italie et Japon), les importations nettes représentaient plus de 75 % des besoins intérieurs. La production d'hydroélectricité de ces pays correspondait à moins de 10 % de leur demande globale d'énergie primaire, sauf dans le cas de la Suède, où elle en représentait 28 %.

7 Énergie, Mines et Ressources Canada, *Gouvernement du Canada, Programme interne de conservation d'énergie – Cinquième rapport annuel, 1981*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1982.

8 Le lecteur trouvera d'autres renseignements à ce sujet dans D. B. Brooks, J. B. Robinson et R. D. Torrie, *2025: Soft Energy Futures for Canada – National Report*, document présenté aux ministères de l'Énergie, des mines et des ressources et de l'Environnement par Les amis de la terre, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1983; D. B. Brooks, *Zero Energy Growth for Canada*, Toronto, McClelland and Stewart, 1981; et A. B. Lovins, *Soft Energy Paths: Toward a Durable Peace*, Cambridge (Mass.), Ballinger Publishing Company, 1977.

9 Voir Steven G. Diener et Serge Dupont, « An Assessment of the Competitiveness of Selected Energy Conservation and Alternative Energy Technologies », Document n° 262, Conseil économique du Canada, Ottawa, 1984.

10 Le prix correspond à celui du pétrole brut livré à Montréal.

11 Le rapport est établi en fonction du prix de livraison à Toronto.

12 Suivant Diener et Dupont, l'utilisation des résidus du bois est plus économique pour les industries des pâtes et papier et du bois; en fait, elle y est déjà largement répandue. À des fins de concision, toutefois, les coûts cités ici postulent l'emploi du gaz naturel dans toutes les industries; nous postulons en outre que le gaz naturel

sera disponible en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick d'ici à 1995.

13 Un projet a été mis sur pied par une filiale ontarienne de la société fédérale Canertech.

14 Certaines mesures visant à encourager la réalisation de projets de récupération de l'énergie biocénétique ont déjà été mises en application, sous forme de subventions versées aux investisseurs pour réduire les coûts d'immobilisation, dans le cadre du programme d'énergie renouvelable dans l'industrie forestière.

15 Dans les cas de Terre-Neuve, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, les taxes sur le carburant diesel sont plus élevées que celles sur l'essence, d'environ 20 %, en moyenne. En Nouvelle-Écosse et au Québec, elles sont légèrement plus faibles que les taxes sur l'essence. Aucune taxe n'est imposée sur l'essence ou le diesel en Alberta et en Saskatchewan. Ces remarques sont fondées sur les moyennes pour 1983. Voir EMR, *Guide statistique*, Mise à jour n° 86.

CHAPITRE 8

1 Pour un bref historique du régime de péréquation, voir ministère des Finances Canada, « Canada's Fiscal Equalization Program », Ottawa, octobre 1984, pp. 14 et 16.

2 Conseil économique, *Le financement de la Confédération.*

3 *Le financement de la Confédération*, p. 137.

4 *Le financement de la Confédération*, p. 137.

5 Thomas J. Courchene, « Canada's New Equalization Program: Description and Evaluation », *Analyse de politiques*, vol. 9, n° 4, décembre 1983, pp. 458-475.

6 Voir, par exemple, John F. Helliwell et Anthony Scott, *Canada in Fiscal Conflict: Resources and the West*, Vancouver, Pemberton Securities, 1981.

7 Énergie, Mines et Ressources Canada, « Oil Import Security in the 1980s », direction de la stratégie de l'énergie, Ottawa, juillet 1979.

8 Voir John F. Helliwell et coll., « Energy and the National Economy: An Overview of the MACE Model », document n° 89, Département d'économique, Université de la Colombie-Britannique, Vancouver mars 1983.

9 Royal Commission on Electric Power Planning, *Report*, vol. I, Concepts, Conclusions and Recommendations, Toronto, février 1980, p. xxiii.

10 Conseil économique, *Le financement de la Confédération*, pp. 42-46.

11 Mathewson Economic Consultants Inc., « Policy Alternatives for Product Misrepresentation », rapport soumis à Consommation et Corporations Canada, Ottawa, mars 1983.

12 De façon générale, les coûts de mise en œuvre de programmes d'étiquetage ne sont pas très élevés. Le coût du programme Énerguide se situe aux environs de 500 000 $ par année. On a estimé que l'extension de ce programme en vue d'y inclure les chaudières, les chauffe-eau et les thermopompes entraînerait des coûts additionnels de quelque 5 millions de dollars l'an pour les cinq premières années et de 1 million de dollars l'an par la suite. Voir Marbek Resource Consultants, « A Collection of Second Generation Energy Conservation Programs », rapport soumis à Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa, novembre 1983.

13 Les subventions disponibles comprennent un octroi du gouvernement fédéral de 400 $ pour la conversion des véhicules et, en Ontario, une exonération de la taxe de vente sur la valeur totale du véhicule. Comme on l'a déjà signalé, des différences dans les taxes sur les carburants constituent des stimulants supplémentaires.

APPENDICE D

1 Une loi (The Power Plant and Industrial Fuels Act) adoptée en 1978 interdit l'achat par les entreprises de nouvelles chaudières alimentées au mazout ou au gaz; cette loi a été adoptée en vue d'encourager l'utilisation du charbon ou d'autres sources d'énergie.

APPENDICE E

1 Les clauses d'indexation prévoyaient habituellement des hausses de prix annuelles d'environ 10 cents/mille m^3. Les clauses de renégociation des prix permettaient aux producteurs et aux acheteurs de revoir périodiquement les accords de prix, généralement à des intervalles de cinq à dix ans, sous réserve des décisions d'un arbitre, le cas échéant. La clause de la nation favorisée permettait aux producteurs de demander une révision des prix lorsqu'un producteur concurrent recevait un prix plus élevé d'un même acheteur.

APPENDICE H

1 Voir Mitchell, Manning et Acton, *Peak-Load Pricing*, tableaux 5 et 20.

2 NARUC, *Annual Report, 1981*, tableaux 71(a), (b) et (c); Robert G. Uhler, *Rate Design and Load Control: Issues and Directions*, rapport soumis à la National Association of Regulatory Utility Commissioners, Palo Alto (Calif.), novembre 1977; *Public Utilities Fortnightly*, vol. 114, n° 3, le 2 août 1984, p. 28; et Robert G. Uhler, « Electric Utility Pricing Issues: Old and New » dans *Current Issues in Public-Utility Economics: Essays in Honor of James C. Bonbright*, édité par A. L. Danielson et D. R. Kamerschen, Lexington (Mass.), D. C. Health & Co., 1983.

APPENDICE J

1 Voir S. C. Littlechild, « Marginal-Cost Pricing with Joint Costs », *Economic Journal*, vol. 80, n° 318, juin 1970, pp. 323-338.

2 R. Turvey, *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, Londres, Allan and Unwin, 1968, pp. 91-93.

3 Voir R. Turvey, « Marginal Cost », *Economic Journal*, vol. 79, n° 314, juin 1969, pp. 282-299; et C. L. Cicchetti, W. L. Gillen et P. Smolensky, *The Marginal*

Cost and Pricing of Electricity: An Applied Approach, Cambridge (Mass.), Ballinger Publishing Company, 1977.

4 Pour plus de détails sur la solution présentée par le groupe National Economic Research Associates, Inc. dans des conditions optimales, voir Ontario Hydro, *Electricity Costing and Pricing Study*, vol. VII : « Costing Methodology for Determining Marginal Costs », Toronto, 1976.

5 Turvey, *Optimal Pricing*, p. 59.

6 Uhler, *Rate Design and Load Control*.

APPENDICE K

1 Cet appendice repose sur des données provenant du Département de l'énergie des États-Unis, ainsi que d'Énergie, Mines et Ressources Canada, *Les échanges d'énergie canado-américains*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, mai 1979.

APPENDICE L

1 Pour une description détaillée de la structure du modèle, voir J. F. Helliwell et coll., « Energy and the National Economy ».

2 Pour de plus amples renseignements sur ces simulations, voir Surendra Gera et Mary MacGregor, « Economy-Wide Implications of Alternative Energy Sector Tax and Pricing Policies: Simulations with the MACE Model », Conseil économique du Canada, Ottawa (à paraître).

3 Il est à noter que les résultats des simulations des scénarios 1 et 2, tels que donnés aux tableaux L-1 à L-6, sont exprimés en termes de variations par rapport au scénario de référence A-1, tandis que les résultats des scénarios 3 et 4 sont présentés en termes de variations par rapport aux scénarios de référence A-2 et A-3, respectivement. Les résultats des simulations ne sont pas directement comparables puisqu'ils s'expriment en fonction de scénarios de référence différents.

APPENDICE M

1 Pour de plus amples détails sur les tests de contrôle, voir Gordon S. Gislason, Gordon W. Douglas et Ellen F. Battle, « CANREM: A Regional Model of the Canadian Electric Power Industry », Canadian Energy Research Institute, document préparé pour l'Association canadienne de l'électricité, Calgary, décembre 1983.

2 Pour de plus amples détails sur ces simulations, voir R. Zuker, « Alternative Financial Policies for Electric Utilities: Some Simulations with the Canadian Regional Electricity Model », Conseil économique du Canada, Ottawa (à paraître).

Liste des tableaux et illustrations

Tableaux

3-1	Commerce du Canada en produits énergétiques et assimilés, 1973-1983	21
3-2	Offre et demande mondiales de pétrole, 1973 et 1984	23
3-3	Flux internationaux de capitaux reliés aux investissements à long terme de l'industrie canadienne des hydrocarbures, 1980-1982	25
4-1	Production et capacité estimative de production de pétrole brut et de ses équivalents au Canada, 1983	31
4-2	Commerce du pétrole brut et de ses équivalents, Canada, 1983	33
4-3	Production canadienne de pétrole brut et de ses équivalents, par province, 1947-1982	35
4-4	Comparaison des composantes de coûts pour les réserves homologuées de pétrole brut en terre en Alberta, 1960 et 1979	37
4-5	Prévisions de l'Office national de l'énergie quant à la capacité de production de pétrole brut léger et lourd au Canada, 1983-1995	39
4-6	Potentiel ultime de réserves récupérables de pétrole brut léger et lourd classique	39
4-7	Rentabilité prévue approximative (sociale et privée) de la production de nouveau pétrole par les grands producteurs dans l'Ouest canadien, 1983	45
4-8	Élasticité à long terme des dépenses pour le pétrole et le gaz en Alberta	48
4-9	Coûts sociaux et rentabilité des approvisionnements en pétrole au Canada, suivant la source	54
4-10	Paiements d'encouragement liés au TPC, en proportion des dépenses admissibles, Terres du Canada et terres provinciales, mars 1984	58
5-1	Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable au Canada et additions aux réserves, au 31 décembre 1982	62
5-2	Répartition régionale de la production de gaz naturel commercialisable, Canada, 1955-1982	64
5-3	Coûts privés et sociaux de l'exploration et de la mise en valeur des gisements de gaz naturel en Alberta, 1960-1981	66
5-4	Projections de la capacité de livraison de gaz naturel des régions « conventionnelles », Canada, 1983-2000	68
5-5	Potentiel ultime et réserves initiales établies (ou découvertes) de gaz naturel dans les régions gazières du Canada	69
6-1	Production, commerce, consommation et pertes d'électricité, au Canada, par province, 1982	83
6-2	Puissance installée des centrales, puissance maximale nette possible et demande maximale d'électricité au Canada, par province, 1982	84
6-3	Niveaux actuels et projetés de la puissance maximale nette possible et demande maximale de puissance souscrite à l'intérieur des provinces canadiennes, 1982 et 1992	85

6-4	Dette à long terme en proportion de la capitalisation totale dans les principaux services publics et privés d'électricité et dans certains autres secteurs, Canada, 1982	98
6-5	Bénéfices avant et après impôts en proportion de la valeur comptable de l'avoir propre dans le secteur de l'électricité et dans les autres secteurs non financiers, Canada, 1972-1981	99
6-6	Valeur estimée d'un nouvel élément d'actif dans l'industrie de l'électricité pour divers calendriers de construction et divers niveaux des taux d'intérêt durant la construction	100
6-7	Tarifs moyens de l'électricité et part de l'énergie produite par les centrales hydroélectriques, Canada, par province, 1982	103
6-8	Structure des tarifs domestiques mensuels d'électricité dans certaines grandes villes, Canada, au 15 avril 1984	105
7-1	Répartition de la consommation d'énergie primaire au Canada suivant la source d'énergie, 1960-1983	116
7-2	Production et consommation d'énergie primaire au Canada suivant la province, 1982	117
7-3	Répartition de la consommation d'énergie primaire au Canada suivant les principales formes d'énergie et les régions ou provinces, 1973 et 1982	118
7-4	Répartition de la demande d'énergie secondaire suivant la source d'énergie et le secteur au Canada, 1973 et 1982	119
7-5	Estimations de l'élasticité-prix et de l'élasticité-revenu à long terme de la demande d'énergie au Canada	121
7-6	Demande d'énergie et répartition du marché énergétique au Canada suivant trois scénarios de prix	123
7-7	Indices de la consommation d'énergie primaire et secondaire par unité de production dans huit pays industrialisés, 1979	124
7-8	Consommation d'énergie primaire par unité de produit intérieur réel au Canada suivant la région, 1973 et 1982	125
7-9	Indicateurs de l'économie d'énergie au Canada suivant le secteur, 1973 et 1982	125
7-10	Coûts sociaux d'approvisionnement pour divers modes de chauffage résidentiel en 1995 dans cinq villes canadiennes	128
7-11	Potentiel de production d'électricité par cogénération au Canada suivant la province	130
7-12	Prix et coûts de l'énergie dans l'industrie au Canada suivant la région, 1983 et 1995	133
7-13	Deux scénarios pour les coûts d'approvisionnement des carburants pour les véhicules automobiles au Canada en 1995 suivant la région	136
A-1	Prix de l'ancien pétrole et du nouveau pétrole canadien, février 1984	184
A-2	Calcul du prix combiné du pétrole canadien et du prélèvement d'indeminisation pétrolière, premier trimestre de 1984	184
A-3	Prix de l'essence en Ontario, février 1984	185
A-4	Prix du gaz naturel en Ontario, février 1984	185
D-1	Surplus exportable de gaz naturel selon les estimations de l'ONE	189
D-2	Prix à l'exportation du gaz naturel, Canada, 1973-1983	190
E-1	Rapport entre le prix du gaz et le prix du pétrole, Canada, 1970-1983	192

E-2 Gaz naturel canadien – prix et taxes en vigueur et prévus dans le PEN, 1980-1983 193
F-1 Dépenses du gouvernement fédéral pour l'expansion du marché du gaz naturel et versements de l'Alberta au titre des PIEM, 1982-1985 195
H-1 Structure de certains tarifs haute tension en vigueur dans six pays européens, 1975-1977 200
L-1 Incidence sur divers indicateurs économiques de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 208
L-2 Incidence sur les prix à la consommation et sur la demande d'énergie de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 210
L-3 Incidence sur les découvertes, la production et les investissements pétroliers et gaziers de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité, 1985-1995 211
L-4 Incidence de quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières sur la marge d'autofinancement globale de l'industrie (déduction faite des taxes, redevances et coûts d'exploitation mais non des dépenses d'investissement), 1985-1995 213
L-5 Variation des parts estimatives des recettes totales suivant quatre scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 213
L-6 Sommaire des recettes et des dépenses fédérales dans le secteur des hydrocarbures, 1984-1985 214
M-1 Hypothèses générales des scénarios relatifs à l'électricité et résultats des simulations pour les principales variables, 1985-2000 217

Graphiques

3-1 Solde des échanges énergétiques du Canada, 1973-1983 20
3-2 Prix mondial du pétrole, 1870-1982 22
3-3 Participation financière à l'industrie canadienne des hydrocarbures, 1977-1983 25
4-1 Réserves établies et production cumulative de pétrole brut classique, Canada, 1957-1983 36
4-2 Composantes des coûts des réserves homologuées de pétrole brut classique en Alberta, 1957-1979 37
4-3 Production et commerce de pétrole brut et de ses équivalents, Canada, 1973-1983 38
4-4 Prix et coût moyens des réserves pétrolières développées dans le sol en Alberta, 1957-1979 49
4-5 Dépenses d'exploration pour les hydrocarbures, Terres du Canada et terres provinciales, 1974-1983 56
5-1 Réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable au Canada, 1955-1983 63
5-2 Destination du gaz naturel canadien, 1960-1983 64
5-3 Prix moyen et coût privé des réserves de gaz mises en valeur en Alberta, 1957-1979 67

6-1 Capacité de réserve d'électricité en proportion de la demande de pointe au Canada, 1956-1992 84
6-2 Puissance installée et production d'électricité au Canada, 1956-1982 86
6-3 Puissance installée et production d'électricité au Canada, par province ou territoire, 1982 87
6-4 Recettes moyennes des services d'électricité au Canada, par province, 1930-1982 92
6-5 Recettes requises pour couvrir le coût des immobilisations selon divers régimes de réglementation 101
6-6 Exportations et importations d'électricité au Canada, 1970-1982 108
7-1 Répartition de l'énergie primaire suivant la source au Canada, 1871-1983 115
7-2 Offre et coût éventuels à long terme de l'électricité produite par cogénération au Canada 131
G-1 Courbe de charge annuelle typique pour un service d'électricité 197
G-2 Courbe de puissance annuelle typique et minimisation des coûts de production 198
L-1 Incidence sur le produit national brut réel de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 209
L-2 Incidence sur le taux d'inflation de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 209
L-3 Incidence sur le taux de chômage de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 209
L-4 Incidence sur les importations de pétrole brut de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 211
L-5 Incidence sur la répartition des recettes totales de deux scénarios en matière de tarification et de fiscalité pétrolières et gazières, 1985-1995 214

Figures

5-1 Le réseau d'oléoducs et les zones tarifaires de TCPL 65
6-1 Réglementation des principales compagnies d'électricité du Canada 94
6-2 Liens entre les facteurs de la détermination des coûts de l'actif des entreprises publiques d'électricité au Canada 97
B-1 Sommaire du régime canadien de taxes et redevances pétrolières et gazières 186

Cartes

Les bassins sédimentaires du Canada 34
Bassin de l'Ouest : principaux sites pétroliers 34

Membres de l'équipe

Lawrence W. Copithorne, directeur[1]
Richard C. Zuker, directeur associé[2]

Recherche

André Bourdon
Michèle Bourque
Serge Dupont
Surendra Gera
Abrar Hasan
James A. Nugent
Dennis Paproski
Bertrand Paquet
Marie-Hélène Pastor
Pierre Poirier
Maris Uffelmann
Spiros Vassos

Consultants

Peter C. Eglington, conseiller spécial
Martin L. Baughman
Southwest Energy Associates Inc.
Jean-Thomas Bernard
Université Laval
Paul G. Bradley
Paul Grant Bradley Ltd.
David Brooks
Marbek Resource Consultants Ltd.
John A. Dawson
Steven G. Diener
Acres Consulting Services Limited
Bruce G. Doern
Université Carleton
Gordon M. Engbloom
Confer Consulting Ltd.
Don Hanright
Rédacteur
John F. Helliwell
Université de la Colombie-Britannique
Larry Higgins
Mary MacGregor
Bruce E. Macdonald
Rédacteur
Robert McRae
Université de Calgary
Brian L. Scarfe
Université de l'Alberta
Alan Short
Glen Toner
Université Carleton
Russell S. Uhler
Université de la Colombie-Britannique
Allan A. Warrack
Université de l'Alberta
Campbell G. Watkins
DataMetrics Limited

Nous exprimons aussi notre gratitude à Mesdames Lynda Wathier et Danielle Wright, secrétaires, ainsi qu'aux équipes de soutien du Conseil, et en particulier aux services de traitement des données, de la statistique, de traitement de textes, des communications (y compris la traduction) et de la reproduction pour leurs contributions respectives à la préparation du rapport.

1 Du 1er janvier 1982 au 31 décembre 1983; consultant à partir du 1er janvier 1984.
2 Depuis le 1er janvier 1984.

Les personnes, agences et organisations dont le nom suit furent consultées au cours du projet de recherche sur l'énergie mené par le Conseil économique :

Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.
Alberta Electric Energy Marketing Agency
Alberta Electric Utilities Planning Council
Alberta Energy Company
Alberta Energy Resources Conservation Board
Alberta Power Ltd.
Alberta Public Utilities Board
Allaro Resources Ltd.
Amoco Canada Petroleum Company Limited
Association canadienne de l'électricité
Association pétrolière du Canada
Board of Commissioners of Public Utilities, Nouvelle-Écosse
Bow Valley Industries Ltd.
BP Resources Canada Limited
British Columbia Hydro and Power Authority
British Columbia Utilities Commission
Canadian Energy Research Institute
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Petroleum Association
Canadian Superior Oil Ltd.
Canertech Inc.
Canterra Energy Ltd.
Chevron Canada Resources Limited
Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
Compagnie pétrolière Impériale Limitée
Conseil national de recherches Canada
Peter Cumming
D & S Consulting Ltd.
Dome Petroleum Limited
Edison Electric Institute
Edmonton Power
Electric Power Research Institute
Énergie, Mines et Ressources Canada (Secteur de l'énergie)
Energy Modelling Forum, Université Stanford
Esso Resources Canada Limited
Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
Foster Research
Grant Trimble Engineering Ltd.
Groupe de recherche en économie de l'énergie, Université Laval
Gulf Canada Limitée
Husky Oil Ltd.
Hydro-Québec
Independent Petroleum Association of Canada
W. J. Levy Consultants Ltd.
James A. Lewis Engineering
Manitoba Hydro-Electric Board
Manitoba Public Utilities Board
Maritime Electric Company Ltd.
McDaniel and Associates Consultants Ltd.
Ministère de l'Énergie, Ontario
Ministère de l'Énergie, des mines et des ressources pétrolières, Colombie-Britannique
Ministère de l'Énergie et des mines, Manitoba
Ministère de l'Énergie et des mines, Saskatchewan
Ministère de l'Énergie et des ressources, Québec
Ministère de l'Énergie et des ressources naturelles, Alberta
Ministère des Finances Canada
Ministère des Finances, Colombie-Britannique
Ministère des Mines et de l'énergie, Nouvelle-Écosse
Ministère des Mines et de l'énergie, Terre-Neuve
Ministère d'Etat, Sciences et Technologie Canada
Mobil Oil Canada, Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
National Association of Regulatory Utility Commissioners
Newfoundland and Labrador Hydro
Newfoundland Light & Power Co. Limited
Newfoundland Petroleum Directorate
Newfoundland Public Utilities Board
Norcen Energy Resources Ltd.
Nova, An Alberta Corporation
Nova Scotia Power Corporation
Office national de l'énergie
Ontario Energy Board
Ontario Hydro
Pan-Alberta Gas Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Petro-Canada
Prince Edward Island Public Utilities Commission
Philip J. Prince
Ressources Gulf Canada Inc.
H. J. Ruitenbeek Resource Consulting Limited
Saskatchewan Power Corporation

Saskatchewan Public Utilities Review Commission
Secrétariat à l'énergie, Nouveau-Brunswick
Shell Canada Limitée
Shell Canada Resources Limited
Signalta Resources Limited
Société canadienne d'hypothèques et de logement
Sproule Associates Limited
Statistique Canada
Texaco Canada Inc.
TransAlta Utilities Corporation
TransCanada PipeLines Ltd.
United States Department of Energy
Université de Calgary, Département d'économique
Université de la Colombie-Britannique Département d'économique
Université de l'Alberta, Département d'Économique et Département de Génie minéral
Université de Montréal, Département de Sciences économiques
Voyager Petroleums Ltd.
Westmin Resources Limited